



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Mecanismos de cooperación y solidaridad en
situaciones de crisis de suministro de gas natural en la
Unión Europea

Cooperation and solidarity mechanisms for natural
gas supply crisis situations in the European Union

Autor/es

Juan Cigudosa Antoñanzas

Director/es

José María Yusta Loyo

Titulación del autor

Máster en Ingeniería Industrial

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

2021

Mecanismos de cooperación y solidaridad en situaciones de crisis de suministro de gas natural en la Unión Europea

Resumen

Este proyecto nace a raíz de la nueva Regulación 1938/2017 de la Unión Europea sobre medidas a aplicar en situaciones de crisis de suministro de gas y más concretamente en las nuevas formas de cooperación entre Estados miembros UE para asegurar el abastecimiento de gas a los clientes protegidos de un Estado en emergencia de gas: los mecanismos de solidaridad.

En los primeros apartados del trabajo se presenta una breve introducción a la situación actual del sistema gasista de la Unión Europea y sus infraestructuras y un estudio más a fondo de los artículos del Reglamento UE 1938/2017 en materia de cooperación entre Estados. El desarrollo del proyecto está fundamentado en un análisis de los distintos Planes de Emergencia de los Estados miembros de la Unión Europea con dos objetivos principales: la extracción y puesta en común de medidas correctivas ante situaciones de emergencia de gas definidas por cada país y el estudio de sus capítulos de cooperación regional y solidaridad. Finalmente, el último apartado consiste en un estudio de las principales infraestructuras europeas, centrado en su evolución durante los últimos 10 años, para observar la repercusión o no del Reglamento en las políticas gasistas de los Estados miembros y sacar conclusiones sobre el estado actual de la cooperación ante crisis de suministro en la UE.

ÍNDICE

1. Introducción y objetivos	3
2. Sistema gasista europeo: nueva regulación de cooperación	4
2.1. Introducción al sistema gasista europeo	4
2.2. Regulación UE 2017/1938	9
2.2.1. Conceptos previos	10
2.2.2. Planes preventivos y planes de emergencia	11
2.2.3. Cooperación Regional entre Estados miembros: grupos de riesgo	13
2.2.4. Mecanismos de Solidaridad	15
3. Revisión de planes nacionales de emergencia	17
3.1. Introducción al análisis: metodología de revisión	17
3.2. Niveles de crisis y estructura de los planes	19
3.3. Clasificación y análisis de medidas correctivas propuestas	20
3.3.1. Medidas correctivas basadas en el mercado:	21
3.3.2. Medidas correctivas no basadas en el mercado:	23
3.4. Caso particular: plan nacional de España	26
3.4.1. Niveles de crisis	26
3.4.2. Medidas correctoras según nivel de crisis	28
3.4.3. Cooperación y Solidaridad	31
4. Análisis de evolución de las infraestructuras gasistas europeas	32
4.1. Nuevos gasoductos internacionales	32
4.2. Almacenamientos subterráneos	35
4.3. Plantas de regasificación de GNL	37
4.4. Producción de gas UE: yacimientos internos	39
4.5. Bidireccionalidad en puntos de interconexión transfronterizos	40
4.6. Impacto en la cooperación entre Estados miembros UE	41
5. Conclusiones	42
6. Bibliografía	43
ANEXO I: TABLAS RESULTADO DEL ANÁLISIS DE MEDIDAS CORRECTORAS DE PLANES DE EMERGENCIA DE ESTADOS UE	46
ANEXO II: TABLAS DE ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE INTERCAMBIO DE GAS TRANSFRONTERIZOS EN EUROPA	56

1. Introducción y objetivos

La situación de la Unión Europea, desde el punto de vista gasista, es de vulnerabilidad total al suministro desde países externos, lo que hace que la cooperación interna entre sus miembros sea esencial para minimizar los daños causados por una posible interrupción de suministro en algún Estado, sea ésta causada por disrupciones en la red de transporte o por corte del flujo desde un suministrador externo. Es en esta ventana de cooperación entre Estados miembros de la UE donde se enmarca el nuevo término de mecanismos de solidaridad, los cuales tienen por principal fin asegurar el flujo de gas a los clientes protegidos de cada Estado.

El concepto de solidaridad entre Estados miembros de la Unión Europea para casos de emergencia de suministro de gas, es definido y concretado en la Regulación UE 1938/2017, pero ya fue introducido en anteriores documentos de la Comisión Europea, como la Regulación 994/2010.

El principal objetivo es estudiar el concepto de solidaridad desde la perspectiva de la viabilidad técnica, en términos globales de infraestructura de gas de la Unión Europea; y política, en materia de comprensión y aceptación por parte de los distintos Estados miembros de las implicaciones de la cooperación.

Los primeros capítulos de este trabajo se centrarán en analizar los nuevos puntos de la Regulación UE 1938/2017 y los Planes de Emergencia de cada uno de los países miembros, los cuales se instan a ser elaborados en la misma Regulación. En estos apartados se detallarán los distintos tipos de medidas correctivas extraídas de los Planes de Emergencia de los Estados y recopiladas en una misma tabla, según la magnitud de la disrupción en el suministro de gas y área de afectación de la medida correctora.

Finalmente se realizará una revisión de la evolución en los últimos 10 años de las infraestructuras gasistas de la Unión Europea; formadas por los almacenamientos subterráneos de gas, las instalaciones de almacenamiento y conversión del gas natural licuado, los principales gasoductos internacionales, los puntos de intercambio de gas transfronterizos y las plantas de producción locales de gas; analizando la contribución de todas ellas a facilitar la cooperación entre Estados miembros y a minimizar los daños causados por una interrupción prolongada del suministro de gas en alguno de los miembros de la UE. Se concluirá el proyecto hablando de la viabilidad y utilidad real, en la actualidad, de los mecanismos de cooperación y solidaridad y de sus posibles implicaciones en el futuro.

2. Sistema gasista europeo: nueva regulación de cooperación

2.1. Introducción al sistema gasista europeo

El término “sistema gasista europeo” engloba a todas aquellas infraestructuras, pertenecientes a alguno de Estados miembros de la UE, relacionadas con la extracción, transporte, transformación o intercambio de gas natural; como son, por ejemplo: gasoductos, almacenamientos subterráneos, plantas de licuefacción y regasificación de GNL (gas natural licuado), instalaciones de explotación de yacimientos, puntos de intercambio fronterizos, etc.

En la imagen podemos observar una versión simplificada de la red europea de gas natural en la que se muestran los volúmenes y capacidades, tanto de las importaciones de países externos a la UE, como de las distintas plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos repartidos por los Estados miembros. También es posible ver los principales gasoductos de transporte que conectan las infraestructuras de los Estados de la Unión Europea.



Ilustración 1. Esquema general de la infraestructura gasista en Europa. [1]

El sistema gasista de la UE posee una importante desventaja, es altamente dependiente de las importaciones de gas natural (importa aproximadamente el 66% del gas que consume) de países exteriores a la UE, entre los que se encuentran principalmente Rusia, Noruega y Argelia, entre otros. Esta dependencia puede llegar hasta el punto de que, por ejemplo, en caso de corte del suministro desde Rusia, países como Finlandia o Bulgaria no serían capaces de cubrir el 100% de la demanda diaria de sus consumidores, con la consiguiente activación del correspondiente nivel de alarma en cada Estado (según Reg. 2017/1938). [2]

Distribución de reservas, producción y consumo mundial de gas natural (%)

	Reservas	Producción	Consumo
América del Norte	6,85	25,11	23,52
América Central y Sur	3,81	5,20	6,52
Europa	1,80	6,80	14,58
CEI	32,89	22,95	16,48
África	6,72	6,28	3,94
Oriente Medio	40,30	17,40	14,30
Asia-Oceania	7,63	16,14	20,67
TOTAL MUNDO	100,00	100,00	100,00

Tabla 1. Reservas, producción y consumo mundial de gas natural por continentes. [1]

El mayor suministrador de gas a la Unión Europea es Rusia, con una cuota de mercado del 39,7% en 2016, y el segundo Noruega, con un 34,1% de cuota, seguido de Argelia (suministrador fundamental en los Estados sur de la UE) con un 15,2%. El resto de las importaciones de gas se reparten entre Catar, Libia, y Nigeria, entre otros. [1]

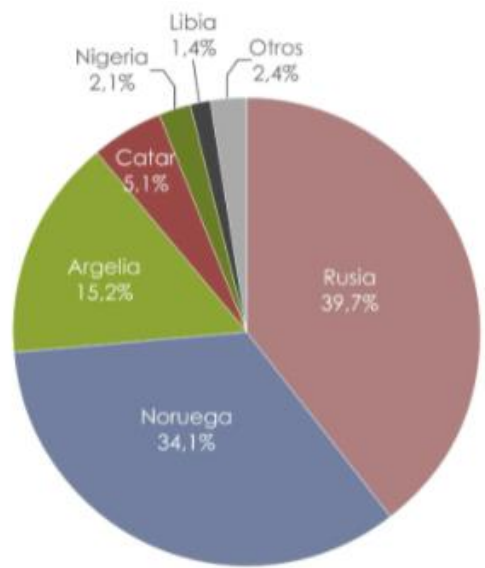


Ilustración 2. Gráfico de sectores de los principales suministradores de gas natural a la UE.

A continuación, para conocer con más detalle la situación de la red gasista europea, se van a dividir las infraestructuras en 4 principales: almacenamientos subterráneos, producción en yacimientos, estaciones de licuefacción/regasificación de GNL y red de gasoductos.

- **Almacenamientos subterráneos:** son instalaciones construidas con dos objetivos principales: ajustar la oferta a la demanda de gas en el Estado en cuestión y poder hacer frente a picos de consumo ocasionales, ya sean por variaciones estacionales o por alguna incidencia en otras infraestructuras.

Su localización debe ser en un punto estratégico en la geografía del Estado y, a menudo, se suelen reutilizar antiguos yacimientos de gas, acuíferos o cavernas de naturaleza salina para la inyección y almacenaje del gas.

El funcionamiento de los almacenamientos subterráneos consta de dos operaciones fundamentales:

1. **Inyección:** el gas natural proveniente directamente de gasoducto se comprime, en las mismas instalaciones de almacenamiento, para reducir su volumen y poder inyectarlo a grandes profundidades.
2. **Extracción:** en esta fase, en gas se extrae del subsuelo y se somete a una serie de operaciones para cumplir con las especificaciones requeridas para su transporte por la red de gasoductos.

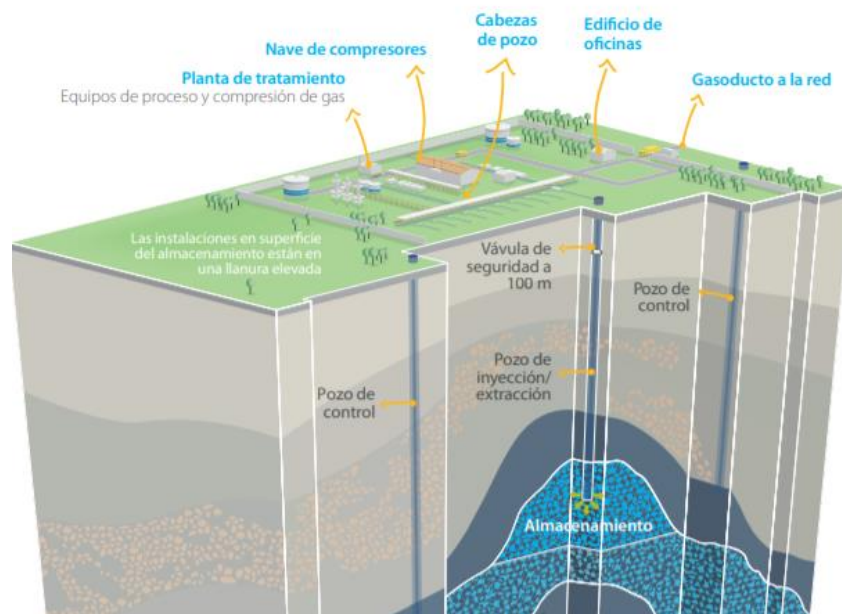


Ilustración 3. Esquema de funcionamiento de las instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural. [3]

- **Producción de gas natural en la UE:** en relación al consumo total de gas en la UE, la producción en yacimientos locales es bastante reducida y se encuentra en fase de decadencia. De todos los Estados miembros, el único que conserva en la actualidad una generación nacional de gas considerable es Países Bajos con 24 bcm (1 bcm= 10^9 m³) comercializados y por debajo se sitúan Rumanía, Italia y Alemania con menos de 10 bcm comercializados cada uno.

- **Gas natural licuado (GNL):** para consumidores aislados que no disponen de conexión directa a la red de distribución de gas, la alternativa más utilizada es el gas natural licuado. El proceso de suministro por GNL se compone de las siguientes fases:
 1. **Licuefacción:** el gas natural proveniente de gasoducto se somete a operaciones de compresión para pasar a estado líquido, de forma similar a los almacenamientos subterráneos. Una vez líquido, se almacena en grandes tanques o en barriles.
 2. **Transporte:** para poder ser transportado, el gas debe encontrarse a presión atmosférica y $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ ya que, en este estado, ocupa 1/600 parte del volumen en estado gaseoso y el transporte es considerablemente más rentable. El medio de transporte suelen ser camiones cisterna, pero también son utilizados tráileres con barriles de GNL.
 3. **Depósitos de GNL y regasificación:** una vez el gas en estado líquido es transportado a las instalaciones del cliente, éste es vertido en grandes depósitos. Para su uso final, el gas debe someterse a unas operaciones de regasificación, normalmente en las mismas instalaciones, en la que se aumenta su temperatura y volumen y vuelve al estado gaseoso inicial. Usualmente es necesaria una estación reguladora posterior a las instalaciones de regasificación para ajustar la presión de gas a la de suministro y, en este momento, el gas ya estaría preparado para su transporte por gasoducto y consumo final.



Ilustración 4. Recorrido del GNL desde las fronteras del país hasta los consumidores finales nacionales. [4]

- **Red de gasoductos:** conjunto de tuberías de transporte de gas natural que interconectan entre sí a los distintos Estados y hacen posible el mercado de gas mediante su intercambio. El material más utilizado para su construcción es acero al carbono, debido a sus propiedades elásticas, las cuales son clave a la hora de evitar daños en la tubería por ondas de choque. La clasificación de tipos de gasoductos, sería la siguiente:
 1. **Según el tipo de transporte:** los gasoductos están caracterizados por la diferencia de presión entre sus dos extremos y por su diámetro interno.

- *Gasoductos primarios*: operan a alta presión, superior a 60 bares. En este grupo se incluyen los grandes gasoductos transfronterizos. Diámetros superiores a 0,9 m.
- *Gasoductos secundarios*: presión media, 16-60 bares, uso para transporte de gas nacional. Diámetros entre 0,6 y 0,9 m.
- *Gasoductos de distribución*: parten de gasoductos secundarios y reparten el gas a los consumidores finales en las ciudades, presiones de operación inferiores a 16 bares. Diámetros por debajo de los 0,6 m.



Ilustración 5. Distintos tipos de gasoductos según construcción.

2. Según disposición del gasoducto:

- *Gasoducto a la intemperie*: cuando las condiciones climáticas lo permiten, los gasoductos se pueden disponer al aire, lo que reduce considerablemente los costes de construcción de los mismos.
- *Gasoducto subterráneo*: la forma más usual de construcción de gasoductos, enterrados a una profundidad entre 1-2 m.
- *Gasoducto de fondo marino*: para conexiones entre dos territorios separados por el mar. Son los que suponen un mayor coste, debido a la complejidad de su construcción.

3. Según bidireccionalidad:

- *Unidireccionales*
- *Bidireccionales*

En la ilustración 6 se pueden observar los gasoductos primarios y secundarios que interconectan los distintos Estados de la UE, así como los principales puntos de intercambio transfronterizo. Los puntos en color morado representan puntos de intercambio transfronterizo con países externos a la UE, los puntos en verde entre Estados miembros y los amarillos son puntos de transmisión interestatales.

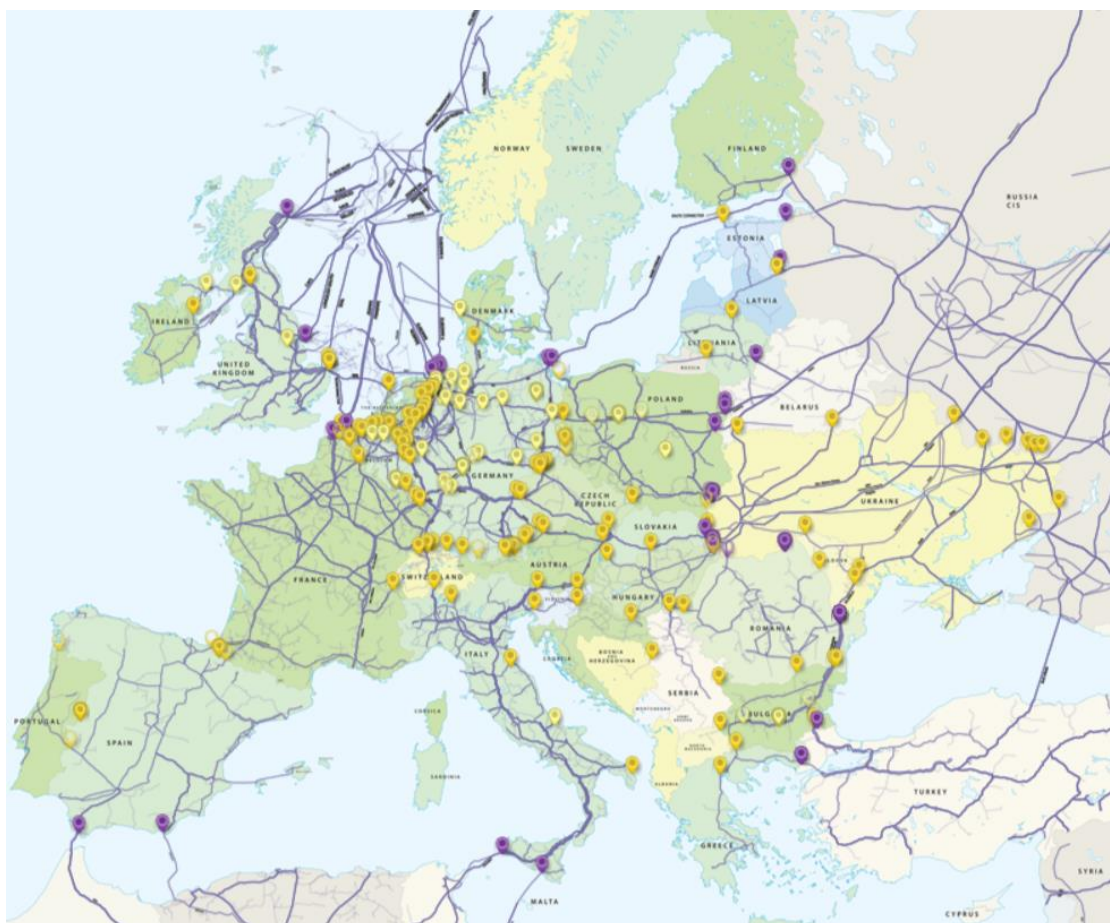


Ilustración 6. Mapa Europeo de los principales gasoductos y puntos de interconexión internacionales. [5]

2.2. Regulación UE 2017/1938

El Parlamento Europeo aprobó el 25 de octubre de 2017, en acuerdo con el Consejo, el Reglamento 2017/1938, el cual trata sobre las medidas de emergencia a adoptar por los Estados miembros de la UE y define los mecanismos de cooperación y solidaridad entre Estados para garantizar la seguridad del suministro de gas en situaciones de crisis.

Los principales motivos del cambio de perspectiva de la legislación de la UE, en materia de gas natural, fueron las dos crisis de suministro del gas proveniente de Rusia-Ucrania en 2006 y 2009, las cuales llegaron a provocar el parón de las centrales termoeléctricas de gas en Italia y Alemania. Como respuesta a las dos crisis el Parlamento aprobó en 2010 el Reglamento 994/2010, el cual es un preludeo del Reglamento 2017/1938, pero ya introduce conceptos como la cooperación entre Estados y la creación de planes en caso de emergencia de suministro en cada Estado. Anteriormente a la aprobación Reglamento en 2010, los Estados miembros eran los encargados de asegurar su propio suministro de gas, lo cual provocó que el impacto de las crisis de 2006 y 2009 fuera mayor por la falta de cooperación entre Estados vecinos.

El reglamento 2017/1938 tiene como principal objetivo reducir los efectos de una posible interrupción del suministro de gas en un Estado mediante la cooperación entre Estados e insta a cada uno de los miembros de la UE a elaborar sendos planes preventivos y de emergencia para poder afrontar y gestionar situaciones de crisis de suministro de gas natural, ya sean en el propio país o en los países vecinos.

Como un medio para alcanzar su objetivo, el reglamento trata el tema de la cooperación regional entre Estados, la cual está basada en la creación de grupos de riesgo de Estados miembros en función de sus suministradores y clientes de gas natural y de su localización geográfica en Europa. Dentro del apartado de la cooperación regional, el reglamento define el mecanismo de solidaridad entre estados vecinos para situaciones de crisis extrema, el cual, como se ampliará en apartados siguientes, consiste en que un Estado miembro en crisis extrema de gas puede hacer un llamamiento a los Estados vecinos para que éstos le proporcionen la cantidad de gas suficiente para suministrar a sus llamados clientes protegidos y atenuar, e incluso solventar, de esta manera la situación de crisis.

2.2.1. Conceptos previos

Previamente al análisis de los planes preventivos y de emergencia de los Estados UE, es conveniente introducir y detallar una serie de términos y organismos relativos al sector gasista y al Reglamento 2017/1938, a los cuales se hará referencia de forma asidua a lo largo de los distintos apartados de este proyecto.

Primeramente, se van a tratar los principales organismos relacionados con la cooperación y solidaridad en situaciones de crisis de suministro de gas en la Unión Europea.

- TSO (Transmission System Operator): gestor de redes de transporte. Cada Estado tiene designada a una empresa como TSO principal (por ejemplo, en España, el TSO es *Enagás*), el cual, entre otras labores, está directamente involucrado en la aplicación de medidas correctoras en situaciones de emergencia de suministro, mediante su comunicación y negociación con los TSOs del resto de Estados miembros, la ENTSOG y, por supuesto, la Comisión Europea.
- ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas): es una asociación de TSOs creada en 2009 por 31 operadores de 21 países europeos. Su principal función es promover el comercio transfronterizo de gas por medio del mercado de gas y el desarrollo de la red de transporte de gas europea, además de colaborar en con los distintos TSOs en situaciones de interrupción de suministro para favorecer la cooperación y solidaridad entre Estados vecinos.

A continuación, se detallarán algunos términos referidos principalmente al apartado de la cooperación y solidaridad del Reglamento 2017/1938.

- Clientes protegidos: clientes de la red de gas nacional definidos por cada Estado miembro, usualmente están incluidos los consumidores domésticos (hogares), servicios sanitarios y de urgencias. Algunos Estados incluyen también como clientes protegidos ciertos sistemas de calefacción urbana y algunas pequeñas y medianas empresas.

- Cientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad: es un término más selectivo aún que el de cliente protegido, ya que sólo incluye a los consumidores domésticos y servicios sociales esenciales.
- OBA (Operational Balancing Account): acuerdo operativo de balance de gas. Es un acuerdo continuo entre los TSOs de un Estado y de otro Estado vecino, con el objetivo de controlar y gestionar las diferencias direccionales en un punto de la red para simplificar las asignaciones de suministro a clientes desde ese punto. En muchas ocasiones son definidos con el objetivo de aportar cierta holgura en situaciones de interrupción de suministro en alguna de las redes gasistas de los Estados firmantes.
- Cooperación Regional y Solidaridad: la cooperación regional es definida como la actuación tanto de las autoridades públicas como del TSO de un Estado en una situación de crisis de suministro de gas en un Estado vecino (miembro del mismo Grupo de riesgo) con el fin de atenuar la misma y tratar de mitigar o evitar sus efectos adversos. La cooperación regional debe estar respaldada por la intervención de la ENTSOG con el objetivo de utilizar todos los instrumentos disponibles como el mercado interior de gas europeo. Este tema se ampliará en el punto 2.2.3.

La solidaridad es parte de la cooperación regional, como un mecanismo de último recurso mediante el cual un Estado en crisis de suministro solicita la ayuda de sus Estados vecinos para poder, al menos, dar suministro a sus clientes protegidos hasta el restablecimiento de la operación normal de su red de gas. Este concepto se detallará más profundamente en el apartado 2.2.4 de este proyecto.

2.2.2. Planes preventivos y planes de emergencia

El Reglamento UE 2017/1938 insta a los distintos Estados miembros a elaborar un plan preventivo, para tratar de evitar situaciones de crisis mediante medidas de previsión, y un plan de emergencia, este último más enfocado a mitigar los efectos de una situación de emergencia vigente. Tanto en los artículos 9 y 10, como en los anexos VI y VII del Reglamento, se aporta el enfoque y la información que deben contener sendos planes, preventivo y de emergencia, incluyendo un índice desarrollado con los diferentes apartados que ambos deben contener y el contenido a tratar en cada uno de ellos.

Los **planes preventivos** deben contener, como parte fundamental del documento, las medidas consideradas por el país en cuestión para tratar de evitar que se produzca una crisis de suministro de gas en el mismo y, a su vez, definir a los clientes de la red nacional considerados como protegidos. Ejemplos de medidas preventivas: mejorar las interconexiones con Estados vecinos, diversificación de rutas de suministro, utilización estratégica de instalaciones de GNL a nivel regional...

A su vez, éstos también deben recoger los resultados obtenidos por el Estado en materia de evaluación de riesgos y un análisis de las diferentes situaciones de emergencia posibles desde el punto de vista del propio Estado con un estudio de los efectos de aplicación de cada una de las medidas preventivas.

Aparte de lo ya mencionado, también es conveniente que los planes preventivos incluyan datos de volúmenes y capacidades necesarios para cumplir con las “normas de suministro de gas a

clientes protegidos”, las cuales dictaminan que cada Estado miembro debe garantizar el suministro de gas a sus clientes protegidos en los tres siguientes supuestos límite:

- Siete días con temperaturas extremas, con probabilidad de ocurrir una vez cada 20 años.
- Período de 30 días con demanda de gas excepcionalmente elevada, con probabilidad de ocurrir una vez cada 20 años.
- Si la mayor infraestructura unitaria de gas dejase de operar durante 30 días en condiciones invernales estándar.

Por último, los planes preventivos deben incluir una serie de obligaciones aplicadas a las empresas de gas natural, compañías eléctricas y otros organismos nacionales para situaciones de crisis, principalmente relacionadas con la seguridad del funcionamiento de la red de gas.

Los **planes de emergencia** desarrollados por cada uno de los Estados miembros de la UE definen distintos niveles de crisis, (usualmente tres: alerta temprana, alerta y emergencia) crecientes según la magnitud y relevancia de la interrupción en el suministro y, para cada uno de los niveles, se indicarán las medidas correctivas a aplicar para atenuar o revertir la situación desfavorable.

El aspecto más relevante de los planes de emergencia es la concreción y clasificación de las medidas de respuesta de cada Estado miembro, además de según el nivel de crisis, según su área de efecto la cual divide las medidas en dos grandes grupos: basadas y no basadas en el mercado.

- **Medidas correctivas basadas en el mercado:** son las menos restrictivas, están enfocadas a resolver la crisis de suministro mediante acciones en la oferta/demanda de gas:
 - Perspectiva de la oferta: aumento de la flexibilidad de las importaciones, incremento de la extracción de gas de almacenamientos, instalación de mayor capacidad en emplazamientos de GNL...
 - Perspectiva de la demanda: sustitución de combustible en centrales eléctricas de gas, desprendimiento de carga de la red eléctrica, anulación de los contratos de suministros interrumpibles...
- **Medidas correctivas no basadas en el mercado:** son las acciones de respuesta más drásticas, pero a su vez las más correctoras, por ejemplo: restricciones a la generación eléctrica a través de gas natural, incremento de la producción nacional (si la hay), orden a consumidores para reducir consumo, restricción de flujos en los puntos fronterizos, maximizar extracción de almacenamientos subterráneos, corte de suministro a clientes no protegidos.

Cabe indicar que los planes de emergencia recogen las funciones y las responsabilidades de los agentes intervinientes (principalmente las compañías eléctricas, el TSO y las empresas de gas natural nacionales) en caso de crisis de suministro y, como gran novedad respecto al Reglamento anterior de 2010, deben contener sendos apartados en materia de cooperación regional entre Estados vecinos y en la aplicación de los mecanismos de solidaridad, los cuales se analizan más profundamente en los capítulos 2.2.3 y 2.2.4, respectivamente.

Los planes preventivos y de emergencia todos los Estados UE están sujetos a correcciones por parte de la Comisión Europea cuando se considere que éstos no sean lo suficientemente efectivos a la hora de atenuar los riesgos que pueden causar interrupciones de suministro, cuando éstos tengan puntos incoherentes con los de otro Estado miembro involucrado en dicha medida y cuando no cumplan alguna de las disposiciones para su elaboración definidas en el mismo Reglamento.

2.2.3. Cooperación Regional entre Estados miembros: grupos de riesgo




Una de las principales innovaciones del Reglamento UE 2017/1938 respecto a su predecesor, el Reglamento 994/2010, es la creación de 13 grupos de riesgo ante crisis de suministro de gas natural para favorecer la cooperación regional entre los Estados integrantes de cada uno.










Un grupo de riesgo está integrado por un conjunto de Estados miembros, cercanos geográficamente, que comparten rutas de suministro, riesgos en caso de crisis de suministro y, además, se encuentran conectados por gasoductos de manera que pueden intercambiar flujos de gas entre ellos de forma relativamente ágil.

El objetivo de estos grupos de riesgo es promover la cooperación entre Estados miembros en situaciones de crisis de suministro de gas, mediante la coordinación de sus medidas de respuesta, para obtener soluciones más rápidas y efectivas a las interrupciones del sistema.

Destacar que, un Estado miembro, puede formar parte de más de un grupo de riesgo dependiendo de su situación geográfica y cantidad de puntos de intercambio de gas fronterizos y debe incluir tantos capítulos de cooperación regionales en su plan de emergencia como grupos de riesgo a los que pertenezca.

Los grupos de riesgo definidos en el Reglamento son los siguientes:

<i>Grupo de riesgo</i>	<i>Subgrupo de riesgo</i>	<i>Estados integrantes</i>	<i>Mapa</i>
SUMINISTRO DE GAS ORIENTAL	<u>A. Grupo de riesgo de Ucrania</u>	Bulgaria, Chequia, Alemania, Grecia, Croacia, Italia, Luxemburgo, Hungría, Austria, Polonia, Rumanía, Eslovenia y Eslovaquia.	
	<u>B. Grupo de riesgo de Bielorrusia</u>	Bélgica, Chequia, Alemania, Estonia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Países Bajos, Polonia y Eslovaquia.	
	<u>C. Grupo de riesgo del Mar Báltico</u>	Bélgica, Chequia, Dinamarca, Alemania, Francia, Luxemburgo, Países Bajos, Austria, Eslovaquia y Suecia.	

SUMINISTRO DE GAS DEL NORTE	<u>D. Región nororiental</u>	Estonia, Letonia, Lituania y Finlandia.	
	<u>E. Zona transbalcánica</u>	Bulgaria, Grecia y Rumanía.	
	<u>A. Grupo de riesgo de Noruega</u>	Bélgica, Dinamarca, Alemania, Irlanda, España, Francia, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido.	
	<u>B. Grupo de riesgo del gas de bajo PC</u>	Bélgica, Alemania, Francia y Países Bajos.	
	<u>C. Grupo de riesgo de Dinamarca</u>	Dinamarca, Alemania, Luxemburgo, Países Bajos y Suecia.	
SUMINISTRO DE GAS DEL NORTE DE ÁFRICA	<u>D. Grupo de riesgo de Reino Unido</u>	Bélgica, Alemania, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos y Reino Unido.	
	<u>A. Grupo de riesgo de Argelia</u>	España, Francia, Croacia, Italia, Malta, Austria, Portugal y Eslovenia.	
	<u>B. Grupo de riesgo de Libia</u>	Croacia, Italia, Malta, Austria y Eslovenia.	
SUMINISTRO DE GAS SUDORIENTAL	<u>A. Corredor Meridional de gas-Mar Caspio</u>	Bulgaria, Grecia, Croacia, Italia, Hungría, Malta, Austria, Rumanía, Eslovenia y Eslovaquia.	


<u>B. Mediterráneo Oriental</u>	Grecia, Italia, Chipre y Malta	
---------------------------------	--------------------------------	---

Tabla 2. Grupos de riesgo relativos a los Estados UE.

Según el planteamiento en materia de cooperación regional del Reglamento UE 2017/1938 si un Estado miembro sufre algún tipo de disrupción en su red gasista nacional, la cual afecte de forma considerable al suministro de sus clientes protegidos y no pueda ser solucionada por medidas correctivas nacionales, éste debe solicitar primero ayuda a los Estados pertenecientes a su grupo de riesgo y, en el caso de que ésta no fuese suficiente, contactar con el resto de Estados UE a través de la Comisión Europea. Este auxilio prestado a un Estado en crisis por otros Estados vecinos, si es para garantizar la seguridad de sus clientes protegidos, es llamado mecanismo de solidaridad y está regido por una serie de directrices definidas en el Reglamento 2017/1938, las cuales se tratarán en la sección a continuación.

2.2.4. Mecanismos de Solidaridad

Previamente a describir el concepto de mecanismos de solidaridad es conveniente saber de dónde proviene y cómo ha ido evolucionando su definición en los distintos documentos y directivas relacionados con emergencias en el suministro de gas.

El concepto de mecanismos de solidaridad no es completamente nuevo en la legislación europea ya que ya fue presentado en documentos previos, concretamente en la Directiva 2004/67 y en la Regulación 994/2010 bajo el nombre de “espíritu de solidaridad”. En la Directiva 2004/67 este espíritu de solidaridad no queda específicamente definido y está más enfocado a la colaboración entre Estados en casos de emergencias debidas a desastres naturales y terrorismo. En cambio, en el Reglamento 994/2010 se introduce la primera medida concreta de solidaridad: la necesidad de aumentar la capacidad bidireccional de los puntos de interconexión fronterizos con el objetivo de favorecer la fluidez del envío de gas de un Estado a otro en situación de déficit de gas. No obstante, la aplicación de esta medida no fue la esperada ya que en el Reglamento se incluyen una serie de exenciones demasiado abiertas en la obligación de instalar más capacidad bidireccional y, en la actualidad, aproximadamente la mitad de las interconexiones entre Estados son directas, sólo entrada o salida de gas, y no cuentan con la función inversa, lo cual entorpece la aplicación de la solidaridad, como se verá en análisis de bidireccionalidad del apartado 4.5.

El artículo 13 del Reglamento UE 2017/1938 define los mecanismos de solidaridad como una medida de última instancia para el mutuo auxilio entre Estados miembros ante crisis en el suministro de gas. Cuando un Estado miembro en crisis de suministro de gas solicita la aplicación de solidaridad, otro Estado miembro vecino conectado físicamente al solicitante, si así lo dispone su autoridad competente, puede reducir e incluso interrumpir el suministro a sus

propios clientes no protegidos, en virtud del mecanismo de solidaridad, para dar servicio a los clientes protegidos del Estado vecino en situación de crisis.

Los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad son un nuevo concepto introducido por el reglamento que representa a un sector de los clientes protegidos de un Estado miembro, los cuales, en caso de crisis de suministro y aplicación de mecanismos de solidaridad, poseen seguridad de abastecimiento prioritaria.

El mecanismo de solidaridad es una medida de último recurso para situaciones de emergencia y es únicamente aplicable cuando se cumplen los siguientes 4 supuestos en el Estado solicitante:

- No se ha podido rectificar el déficit de suministro de gas a los clientes protegidos.
- Se han agotado todas las medidas contenidas en el plan de emergencia.
- Las autoridades competentes de los Estados vecinos y la Comisión Europea han sido informados de la petición de solidaridad.
- El Estado solicitante promete abonar una compensación justa y adecuada al Estado que proporcione la solidaridad incluyendo, además de los costes del gas suministrado, los demás gastos en los que se haya incurrido en el ejercicio de la solidaridad.

Si un Estado miembro en crisis de suministro solicita, como último recurso, la aplicación de los mecanismos de solidaridad y recibe más de una oferta de sus Estados vecinos, tiene potestad para escoger de entre ellas la cual le resulte más ventajosa.

En comparación con los documentos legislativos anteriores en materia de solidaridad, la Regulación 2017/1938 amplía la definición y concreta las situaciones de aplicación de mecanismos de solidaridad, pero, por otro lado, presenta varias excepciones para no prestar auxilio a otro Estado y permite al Estado en crisis escoger el gas que más le convenga, lo que puede generar importantes conflictos entre Estados. Si dos Estados tienen relaciones diplomáticas o comerciales más fuertes lo más probable es que se ayuden entre ellos ante cualquier tipo de interrupción en sus respectivas redes gasistas, en vez de buscar la solución más óptima o eficiente involucrando a otros Estados cercanos.

3. Revisión de planes nacionales de emergencia

3.1. Introducción al análisis: metodología de revisión

Como parte central de este proyecto se ha llevado a cabo un análisis de los planes de emergencia de Estados miembros actualizados al nuevo Reglamento UE 2017/1938, el cual consiste, a grandes rasgos, en un estudio y extracción de información desde los documentos oficiales (los cuales se pueden descargar libremente desde la página web de la Comisión Europea), en materia relacionada con la mecánica de actuación de cada uno de los Estados ante crisis de suministro de gas, hasta una tabla recopilatoria elaborada en Microsoft Excel. Las principales finalidades de este análisis son dos: primeramente, la extracción y agrupación de las distintas medidas correctoras en situaciones de crisis de suministro de gas, basadas y no basadas en el mercado, definidas en los planes de emergencia de los Estados; y, a su vez, el análisis de los nuevos apartados de cooperación regional y solidaridad y su correspondencia o no con las directrices presentes en la Reglamento UE 2017/1938.

De la totalidad de planes de emergencia se han analizado el de Alemania, Bélgica, Dinamarca, España, Irlanda, Países Bajos, Polonia, República Checa y Suecia, debido a que se encuentran actualizados, disponibles en idioma inglés/español y se van a considerar países de mayor relevancia desde el punto de vista de la infraestructura gasista de la Unión Europea.

Debido a la prolongada extensión de las tablas Excel resultado del análisis de planes de emergencia, únicamente se va a incluir dos en el texto del proyecto en su formato completo, la de Alemania a modo de ejemplo a continuación, y la de España en el apartado 3.4 en el cual se trata su caso en particular. No obstante, el resto de ellas estarán presentes como anexo al proyecto y se hará referencia a algunas de ellas en los apartados posteriores.

PLAN DE EMERGENCIA	NIVELES DE CRISIS	ACTIVACIÓN NIVELES CRISIS	MEDIDAS DE RESPUESTA (ascendentes en importancia)	MECANISMOS DE COOPERACIÓN
ALEMANIA	1-Nivel alerta temprana	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ausencia o reducción del flujo de gas en puntos clave de entrada. 2. Niveles bajos de almacenamiento mantenidos en el tiempo. 3. Corte de importantes fuentes de suministro. 4. Fallo técnico en infraestructuras como gasoductos o estaciones de compresión, pero se dispone de alternativas de suministro. 5. Condiciones meteorológicas extremas unidas a una demanda elevada. 6. Riesgo de escasez de gas durante un tiempo prolongado. 7. Declaración de estados de crisis en estados vecinos. 	<p><u>Medidas basadas en el mercado (desde la oferta):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Mayor flexibilidad de producción Mayor flexibilidad de importaciones Facilitar la inyección de gas proveniente de fuentes renovables a la red Almacenamiento de gas comercial Capacidad de extracción y volumen almacenado de gas Capacidad de extracción y volumen de instalaciones de GNL Diversificación de suministradores y rutas de suministro Flujos inversos de gas Venta coordinada entre TSOs Contratos a corto y largo plazo Inversión en infraestructura de gas para incrementar capacidades Acuerdos contractuales para asegurar el suministro de gas 	<p>Grupo de riesgo de Ucrania (Bulgaria, Rep. Checa, Alemania, Grecia, Croacia, Italia, Luxemburgo, Hungría, Austria, Polonia, Rumanía, Eslovenia y Eslovaquia)</p> <p>Grupo de riesgo de Bielorrusia (Bélgica, Rep. Checa Alemania, Estonia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Países Bajos, Polonia y Eslovaquia)</p> <p>Grupo de riesgo del mar Báltico (Bélgica, Rep. Checa, Dinamarca, Alemania, Francia, Luxemburgo, Países Bajos, Austria, Eslovaquia y Suecia)</p> <p>Grupo de riesgo de Noruega (Bélgica, Dinamarca, Alemania, Irlanda, España, Francia, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido)</p> <p>Grupo de riesgo de gas de bajo PC (Bélgica, Alemania, Francia y Países Bajos)</p> <p>Grupo de riesgo de Dinamarca (Dinamarca, Alemania, Luxemburgo, Países Bajos y Suecia)</p> <p>Grupo de riesgo del Reino Unido (Bélgica, Alemania, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos y Reino Unido)</p>
	2-Nivel de alerta	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ausencia o reducción del flujo de gas en puntos clave de entrada. 2. Condiciones meteorológicas extremas unidas a una demanda muy elevada. 3. Niveles muy bajos de almacenamiento mantenidos en el tiempo. 4. Corte de importantes fuentes de suministro. 5. Fallo técnico, durante un tiempo prolongado, en infraestructuras como gasoductos o estaciones de compresión, pero se dispone de alternativas de suministro. 6. Riesgo elevado de escasez de gas durante un tiempo prolongado. 7. Solicitud de solidaridad de Alemania a estados vecinos. 	<p><u>Medidas basadas en el mercado (desde la demanda):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Contratos interrumpibles de suministro Opción de cambiar el combustible en centrales eléctricas de gas natural a sustitutos Desprendimiento de carga en la red eléctrica Mejora de la eficiencia Incremento del uso de renovables 	<p>SOLIDARIDAD</p> <p>Los estados miembros pertenecientes al grupo de riesgo del Mar Báltico están en el proceso de llegar a un acuerdo en las medidas de solidaridad a aplicar en momentos de crisis</p>
	3-Nivel de emergencia	<ol style="list-style-type: none"> 1. Problemas a gran escala y largo plazo en el suministro, sin disponer de una fuente alternativa. 2. No se dispone de la suficiente energía para equilibrar el suministro y tampoco hay energía disponible en el mercado a corto plazo. 3. Deterioro del suministro de gas hasta el punto de sufrir riesgo de corte a los clientes protegidos. 4. Fallo técnico en infraestructuras clave como gasoductos o estaciones de compresión y no se dispone de alternativas de suministro. 	<p><u>Medidas no basadas en el mercado:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Incremento del nivel de gas extraído de almacenamientos Sustitución de gas por petróleo, otros combustibles fósiles u otras fuentes Restricción a la generación eléctrica en centrales de gas Incremento de la producción de gas nacional Orden a consumidores para reducción de consumo Interrupción del suministro a clientes no protegidos (industriales) Restricción de flujos de gas a través de la frontera 	

Tabla 3. Recopilación de datos del plan de emergencia gasista de Alemania.

3.2. Niveles de crisis y estructura de los planes

Los planes de emergencia de los Estados miembros, los cuales deben ser elaborados de acuerdo a la estructura modelo del reglamento, definen distintos niveles de crisis, crecientes según la magnitud de la interrupción en el suministro, y en cada uno se indican las medidas a aplicar para atenuar o corregir la situación.

Los niveles de crisis, y los indicativos generales para su activación serían los siguientes:

- **Nivel de alerta temprana:** cuando se dispone de información concreta, seria y fidedigna de que se puede producir un evento que deteriore el suministro de gas y que provocaría la activación del nivel de alerta o emergencia.
- **Nivel de alerta:** cuando se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, pero el mercado todavía puede gestionar la situación
- **Nivel de emergencia:** cuando se produce una interrupción importante del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, el mercado ya haya aplicado las medidas basadas en el mercado y el suministro siga siendo insuficiente, siendo necesario aplicar medidas no basadas en el mercado para asegurar a los clientes protegidos

Previamente al análisis de las distintas medidas correctivas definidas en los planes de cada Estado miembro considerado, se ha elaborado una tabla que recoge la metodología seguida por cada Estado en su documento para definir estas medidas, así como los grupos de riesgo a los que pertenece, ya que de ello depende parte de la estructuración del plan de emergencia.

Estado	Niveles de alerta	Medidas de respuesta	Grupos de riesgo
ALEMANIA	1-Operación normal 2-Alerta temprana 3-Alerta 4-Emergencia	Definidas en 3 grupos: -Basadas en el mercado, desde oferta -Basadas en el mercado, desde demanda -No basadas en el mercado	-Grupo de gas de bajo PC -Grupo del Mar Báltico -Grupo del Reino Unido -Grupo de Bielorrusia -Grupo de Noruega -Grupo de Ucrania -Grupo de Dinamarca
BÉLGICA	1-Alerta temprana 2-Alerta 3-Emergencia	Definidas para cada nivel de crisis	-Grupo de gas de bajo PC -Grupo del Mar Báltico -Grupo del Reino Unido -Grupo de Bielorrusia -Grupo de Noruega
DINAMARCA	1-Operación normal 2-Alerta temprana 3-Alerta 4-Emergencia	Definidas para cada nivel de crisis	-Grupo del Mar Báltico -Grupo de Noruega -Grupo de Dinamarca
ESPAÑA	1-Operación normal 2-Operación excepcional 0 3-Operación excepcional 1 4-Alerta temprana 5-Alerta	Definidas para cada nivel de crisis	-Grupo de Noruega -Grupo de Argelia

	6-Emergencia		
IRLANDA	1-Alerta temprana 2-Alerta 3-Emergencia	Definidas en 3 grupos: -Basadas en el mercado, desde oferta -Basadas en el mercado, desde demanda -No basadas en el mercado	-Grupo de Noruega -Grupo del Reino Unido
PAÍSES BAJOS	1-Alerta temprana 2-Alerta 3-Emergencia	Definidas para cada nivel de crisis	-Grupo de gas de bajo PC -Grupo del Mar Báltico -Grupo del Reino Unido -Grupo de Bielorrusia -Grupo de Noruega -Grupo de Dinamarca
POLONIA	1-Alerta temprana 2-Alerta 3-Emergencia	Definidas en 3 grupos: -Basadas en el mercado, desde oferta -Basadas en el mercado, desde demanda -No basadas en el mercado	-Grupo de Bielorrusia -Grupo de Ucrania
REPÚBLICA CHECA	1-Alerta temprana 2-Alerta 3-Emergencia	Definidas en 3 grupos: -Basadas en el mercado, desde oferta -Basadas en el mercado, desde demanda -No basadas en el mercado	-Grupo del Mar Báltico -Grupo de Bielorrusia -Grupo de Ucrania
SUECIA	1-Alerta temprana 2-Alerta 3-Emergencia	Definidas en 3 grupos: -Basadas en el mercado, desde oferta -Basadas en el mercado, desde demanda -No basadas en el mercado	-Grupo del Mar Báltico -Grupo de Noruega -Grupo de Dinamarca

Tabla 4. Metodología y orden que sigue cada uno de los planes de emergencia analizados.

Es destacable que, a pesar de las indicaciones concretas del Reglamento UE 2017/1938 respecto a definir las medidas de respuesta explícitamente para cada nivel de alerta, hay un gran número de Estados que tratan las mismas desde un punto de vista demasiado general respecto a la gravedad de la crisis, y las clasifican según su afectación al mercado en basadas y no basadas en el mercado. Esta organización variable de medidas correctivas de un plan de emergencia a otro ha dificultado considerablemente el análisis y extracción de información de los mismos, ya que en la tabla recopilatoria resultado del análisis de medidas se ha tratado de respetar las clasificaciones de los documentos de cada Estado analizado.

3.3. Clasificación y análisis de medidas correctivas propuestas

Una de los apartados fundamentales de un plan de emergencia de un Estado miembro UE es la definición de una serie de medidas de respuesta correctoras para cada nivel de alerta, también determinado por cada Estado. Estas medidas deben de quedar suficientemente detalladas y concretadas en el plan de emergencia, teniendo que quedar reflejados los agentes responsables en la aplicación de la medida, las partes afectadas por su efecto, el área de influencia, costes asociados, tiempos de ejecución, etc.

Como medio para unificar la información extraída de cada plan de emergencia, las medidas a aplicar frente a situaciones de emergencia se van a clasificar, en vez de por niveles de crisis, según su área de influencia respecto al mercado gasista europeo y se detallarán en concreto varias medidas correctivas, las más recurrentes y significativas de la totalidad de las extraídas de los planes de emergencia UE.

3.3.1. Medidas correctivas basadas en el mercado:

I. VENTA COORDINADA ENTRE TSOs ADYACENTES

El TSO de un Estado en situación de déficit de suministro de gas tiene la posibilidad de contactar con los TSOs de Estados adyacentes y establecer acuerdos de cooperación en los que se redirigen flujos de gas a un único o a varios puntos de interconexión clave fronterizos del Estado solicitante.

El resultado de la aplicación de esta medida es la seguridad de abastecimiento de las cantidades de gas solicitadas por los participantes del mercado nacional de gas a pesar de existir algún tipo de interrupción en la red.

II. USO DE ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS E INSTALACIONES DE GNL

La mayor parte de los Estados que conforman el sistema gasista europeo poseen reservas estratégicas subterráneas de gas o plantas de regasificación propiedad del Estado en las que se almacena GNL.

Si se da una situación de crisis de suministro, el TSO designado por el gobierno del Estado puede actuar sobre estos almacenamientos y plantas de GNL nacionales para aumentar la inyección de gas a la red nacional desde dentro y hacer frente al déficit de abastecimiento. El TSO tiene la potestad, en caso de una crisis de mayor magnitud, de solicitar también a operadores privados de almacenamientos o instalaciones de GNL que aumenten su inyección a la red de gas.

En Estados con redes de gas diferenciadas de alto y bajo poder calorífico (Bélgica, Países Bajos y Alemania), el TSO también puede hacer uso de las estaciones de conversión para pasar capacidad de gas de la red de alto a la de bajo poder calorífico.

III. REDUCCIÓN DE CARGA EN LA RED ELÉCTRICA

Para disminuir, de forma indirecta y más lenta que otras medidas, el consumo de gas natural y asegurar el flujo de gas de sus clientes protegidos, un Estado en situación de crisis puede solicitar a las grandes industrias y consumidores eléctricos nacionales que reduzcan su carga a la red eléctrica nacional para, de esta manera, tener menos solicitadas las centrales de ciclo combinado.

Esta medida correctiva está muy condicionada al tipo de generación eléctrica del Estado en cuestión, pero, en el caso de un Estado con un considerable porcentaje de su generación eléctrica proveniente de centrales de gas, es una acción que puede ser clave a la hora de recuperar el estado de operación normal en la red de gas nacional.

IV. REDIRECCIÓN DE FLUJOS, USO DE FLUJOS BIDIRECCIONALES

En casos en los que se produce un incidente en un punto de interconexión de gas entrante, el TSO del Estado tiene la capacidad de reducir los flujos que pasan por el punto, reflejando un porcentaje del caudal hacia otro Estado. Posteriormente se puede compensar el déficit de gas

de entrada mediante redirección de flujos a otros puntos de interconexión u otras medidas correctoras.

Cuando dos Estados poseen la posibilidad física de invertir los flujos de gas de un punto de interconexión entre ellos, esto puede usarse como medida correctiva para ayudar al que se encuentre en situación de déficit de gas, siempre respetando cualquier acuerdo previo de intercambio que pueda existir entre ambos.

V. USO DE CONTRATOS DE SUMINISTRO INTERRUMPIBLES

Los contratos interrumpibles son acuerdos, usualmente de corta duración, realizados entre el TSO de un Estado y un cliente final no protegido para el transporte de capacidad de gas continua a un punto, con la característica distintiva de que el TSO puede interrumpir este suministro bajo ciertas condiciones fijadas con anterioridad. Estos puntos de suministro pueden ser tanto puntos de interconexión fronterizos, como almacenamientos y otros tipos de infraestructuras de gas. Los clientes con los que un TSO firma un acuerdo interrumpible son, usualmente, centrales de generación eléctrica cuyo aporte a la red eléctrica no es imprescindible.

Como contrapuesto a los contratos interrumpibles, existen los acuerdos de suministro firme, los cuales se realizan entre TSO y clientes finales protegidos con prioridad de abastecimiento.

La medida correctiva consiste simplemente en hacer uso de estos contratos interrumpibles; primeramente, para una reducción en el suministro y, si la crisis es grave, la desconexión total; para disminuir rápidamente el consumo de gas en el sistema y tratar de equilibrar la oferta y la demanda de gas.

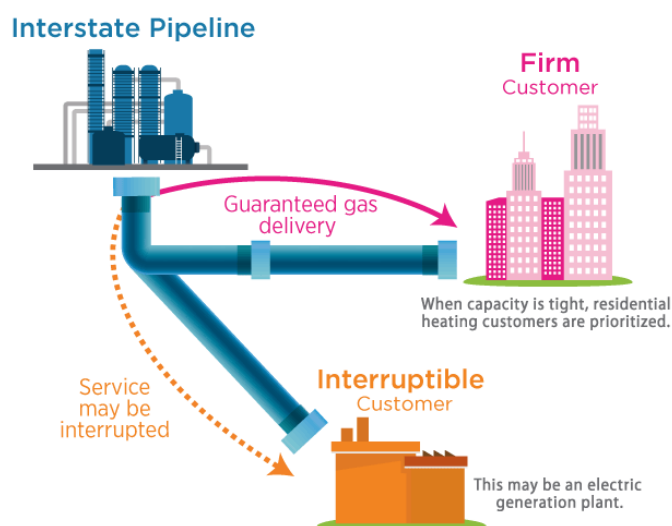


Ilustración 7. Representación de los contratos de gas natural interrumpibles y firmes.

VI. PETICIÓN VOLUNTARIA DE REDUCCIÓN DE CONSUMO (NACIONAL Y ESTADOS VECINOS)

La autoridad competente del Estado en situación de emergencia, puede realizar, como medida de última instancia, un llamamiento a sus clientes tanto no protegidos como protegidos para una reducción voluntaria del consumo (por ejemplo, desconexión de calefacciones de gas en hogares).

Esta petición puede ser extendida a los Estados vecinos que reciban gas para que disminuyan los flujos salientes hacia ellos en la medida de lo posible y disponer de mayor cantidad de gas para abastecer el sistema nacional en situación de crisis.

3.3.2. Medidas correctivas no basadas en el mercado:

I. ORDEN DE SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLE EN CENTRALES ELÉCTRICAS E INDUSTRIAS

Cuando en el Estado en situación de crisis existan centrales eléctricas o grandes industrias con la capacidad de sustituir su energía procedente de gas natural por otro combustible como gasóleo, fuel o, más preferiblemente, biomasa y otras fuentes renovables; pueden ser obligados a hacerlo por el bien de la seguridad de los clientes protegidos. Cada Estado incluirá sus propias compensaciones económicas a estas centrales e industrias que colaboren en corregir una situación de déficit de gas a nivel nacional.

II. IMPOSICIÓN DE UN IMPUESTO EXTRA AL GAS NATURAL

Esta medida consiste simplemente en un incremento relativamente significativo del precio de gas para el sector industrial, el cual generalmente no es un cliente protegido, con el objetivo de reducir la compra de gas por empresas privadas. El principal efecto de esta medida, a medio plazo, es la parada de industrias que dependan del gas natural para su funcionamiento, lo cual es probable que provoque pérdidas económicas notorias incluso a nivel nacional.

III. RESTRICCIONES/DESCONEXIÓN DE SUMINISTRO A CLIENTES NO PROTEGIDOS

El TSO designado para gestionar situaciones de crisis de abastecimiento de gas en cierto Estado puede llegar a solicitar, como medida drástica, la reducción e incluso el corte de suministro a grandes usuarios finales no protegidos como serían, por orden de mayor a menor prioridad: centrales eléctricas de ciclo combinado estrictamente necesarias para la estabilidad de la red eléctrica, grandes industrias y centrales eléctricas genéricas.

Recalcar el hecho de que ésta es una medida de último recurso ya que se puede incurrir en importantes pérdidas económicas en materia de producción eléctrica y resultados de procesos industriales, por lo que únicamente debe ser ejecutada para salvaguardar el abastecimiento a los clientes protegidos nacionales.

La decisión sobre a qué clientes reducir el suministro o desconectar pasa por consideraciones de magnitud de la emergencia, duración, situación de los Estados vecinos y consecuencias de su aplicación, si finalmente se ejecuta la medida.

IV. LLAMAMIENTO A LA SOLIDARIDAD ENTRE ESTADOS UE

Cuando el resto de medidas correctoras ya han sido activadas y la situación de crisis persiste, un Estado puede contactar con la Comisión Europea y, a su vez, con las autoridades competentes de los Estados miembros vecinos, para solicitar la aplicación de los mecanismos de solidaridad descritos en el artículo 13 del Reglamento 2017/1938.

La Solidaridad, en la mayoría de los casos, consistiría en que el Estado que presta ayuda reduzca los flujos de gas a sus propios clientes no protegidos para, en virtud del mecanismo de solidaridad, poder asegurar el abastecimiento a los clientes protegidos del Estado solicitante.

Si son varios Estados los que se ofrecen para prestar ayuda, el Estado en situación de crisis puede decidir, según los términos de cada intercambio (rapidez, cantidad total, precio de devolución, etc.), cual le resulta más adecuado de entre ellos.

V. DESCONEXIÓN DE PARTE DE LA RED PRINCIPAL DE GAS

En el caso de una crisis de suministro realmente severa, y solamente tras haber aplicado todas las medidas mencionadas anteriormente sin éxito, se puede plantear una desconexión parcial en la red gasista principal del Estado en crisis, pudiendo afectar a puntos de interconexión fronterizos, secciones de gasoductos y a clientes específicos protegidos.

Existen reglas de prioridad a la hora del corte de suministro en estos casos, las instalaciones consideradas infraestructuras críticas para el Estado se desconectan en último lugar, no obstante, siempre hay ciertas partes de las redes de transporte que tienen un menor trasiego de flujos de gas y su desconexión no produciría efectos demasiado negativos en comparación, desde el punto de vista de una emergencia de suministro a escala nacional.

PLAN EMERGENCIA	NIVELES DE CRISIS	ACTIVACIÓN NIVELES CRISIS	MEDIDAS DE RESPUESTA (de menor a mayor importancia)	MECANISMOS DE COOPERACIÓN
ESPAÑA	1-Situación de operación normal	Cuando las variables de control se encuentran dentro de los intervalos normales de operación.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cuenta OBA: diferencia entre el flujo físico total y la suma de lo consumido por los usuarios 2. Reconfiguración de la red 3. Redistribución del stock en la red de transporte 4. Utilización de estaciones de compresión 5. Posponer/ cancelar operaciones de mantenimiento 6. Operación conjunta de colaboración en conexiones internacionales mediante acuerdos con los TSOs francés y portugués 7. Mecanismos de colaboración activa entre empresas comercializadoras y clientes finales (interrumpibilidad comercial) 8. Acciones de balance en el mercado por parte del TSO 	Grupo de riesgo de Noruega (Bélgica, Dinamarca, Alemania, Irlanda, España, Francia, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido)
	2-Situación de operación excepcional 0	Cuando se producen ligeras alteraciones en las variables de control pero no es necesario activar niveles de crisis.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Acuerdos de asistencia mutua entre TSOs español, francés y portugués En ellos se define una OBA máxima calculada la cual será el límite de apoyo a recibir 2. Reordenamiento de la logística de buques, con el fin de equilibrar la red 3. Maximización de la cuenta OBA en los puntos de entrada 4. Uso de las existencias de GNL y/o almacenamientos subterráneos En total serían 3600 GWh los cuales son equivalentes a 3,5 días de la capacidad contratada de entrada a la red 	Grupo de riesgo de Argelia (Grecia, España, Francia, Croacia, Italia, Malta, Austria, Portugal y Eslovenia)
	3-Situación de operación excepcional 1	Cuando se producen ligeras alteraciones en las variables de control pero aún no es necesario activar niveles de crisis.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ofertar y aplicar peaje interrumpible para que responda a los problemas de zonas afectadas 	Procedimiento OBA entre TSOs de España, Francia y Portugal: Si la cantidad de gas requerida por el país del incidente es inferior a 280 GWh, se aumenta el OBA a 280 GWh. Si es superior a 280 GWh, es necesario cooperar entre los TSOs.
	4-Alerta temprana	Cuando se dispone de información concreta, seria y fidedigna de que se puede producir un evento que deteriore el suministro de gas y que provocaría la activación del nivel de alerta o emergencia	<ol style="list-style-type: none"> 1. Promover el flujo máximo de entrada: en conexiones internacionales unidireccionales, impulsar el uso de la capacidad nominal y en conexiones bidireccionales, se calcula un máximo variable según la capacidad nominal de entrada y el saldo resultante de los usuarios 2. Facilitar las operaciones logísticas en las terminales de GNL 	SOLIDARIDAD
	5-Alerta	Cuando se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, pero el mercado todavía puede gestionar la situación.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Peaje interrumpible global con periodicidad anual 0,65 GWh/día 2. Optimización de consumo de ciclos combinados en colaboración con REE para asegurar y proteger el sistema eléctrico 3. Medidas de mercado adicionales 	
	6-Emergencia	Cuando se produce una interrupción importante del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, el mercado ya haya aplicado las medidas basadas en el mercado y el suministro siga siendo insuficiente, siendo necesario aplicar medidas no basadas en el mercado para asegurar a los clientes protegidos.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Uso de reservas estratégicas subterráneas 18803 GWh 2. Optimización de consumo de ciclos combinados en colaboración con REE para asegurar y proteger el sistema eléctrico 3. Compras de gas en nombre del sistema 4. Uso del gas almacenado en el sistema 5. Limitar o modificar temporalmente el mercado de gas 6. Establecer obligaciones especiales en materia de existencias mínimas de seguridad de gas 7. Suspender/ modificar temporalmente los derechos de acceso a las instalaciones por parte de terceros 8. Modificar las condiciones generales de regularidad en el suministro, con carácter general, o referido a determinadas categorías de consumidores 9. Someter a autorización administrativa las ventas de gas natural para consumo exterior 10. Interrupciones del suministro firme, salvaguardando a los clientes protegidos 	

Tabla 5. Recopilación de datos del plan de emergencia gasista de España.

3.4. Caso particular: plan nacional de España

El plan de emergencia del sistema gasista español, elaborado por el entonces Ministerio de Transición Ecológica y publicado definitivamente en febrero de 2019, es un documento de carácter jurídico enmarcado en las directrices del Reglamento UE 2017/1938 en el que se tratan las acciones a llevar a cabo por el sistema gasista español ante situaciones de emergencia de gas, con el fin de garantizar la seguridad del suministro a sus clientes, especialmente los de carácter protegido.

En el inicio del documento se indica que éste ha sido elaborado desde un espíritu de solidaridad regional, teniendo en cuenta a los otros Estados miembros y los avances de la ENTSOG en materia de cooperación de gas en situaciones de emergencia.

En este apartado se hará una breve vista por los aspectos más relevantes del plan de emergencia del sistema gasista español, haciendo el mayor hincapié en las medidas correctoras definidas para cada nivel de emergencia nacional.

3.4.1. Niveles de crisis

A diferencia de la mayoría de los planes de emergencia de los países de la UE y de las indicaciones del Reglamento UE 2017/1938, el plan español define cinco niveles de crisis añadiendo, de forma previa a los tres niveles de alerta temprana, alerta y emergencia; dos niveles adicionales de operación excepcional cada uno con sus propias medidas de actuación.

Estos niveles de operación excepcional no significan que el suministro de gas se encuentre en una situación de riesgo claro, pero si indican una alteración en el mismo respecto al nivel de operación normal de la red.

Variables básicas de control del Sistema Gasista español	
<i>Variable</i>	<i>Explicación</i>
Demanda de gas.	Estimación elaborada por el TSO para distintos horizontes temporales.
Disponibilidad de toda la capacidad disponible en las entradas de gas al Sistema.	Incluyendo en la capacidad total el gas natural y el gas natural licuado.
Operatividad de los terminales de GNL, estaciones de compresión y flujo en los nodos del Sistema.	Operatividad expresada como porcentaje para cada instalación.
Sobrepresiones o pérdidas de presión en gasoductos y redes de distribución críticos para el Sistema. No se pueden superar las presiones máximas de diseño.	En puntos de conexión a gasoductos y redes de distribución a un único consumidor final, presión mínima de 16 bar.
	En puntos de conexión a gasoductos de transporte a otros gasoductos secundarios, presión mínima de 40 bar si el sistema es mallado y 30 bar si no lo es.
	En puntos de conexión a gasoductos secundarios, presión mínima de 16 bar.

Tabla 6. Variables de control del sistema gasista español.

De esta forma, el sistema gasista español se puede encontrar, según las condiciones del mercado, en cualquiera de estas situaciones:

1. Operación normal: cuando las variables básicas de control del sistema gasista se encuentran dentro de los rangos considerados como normales de operación, según las Normas de Gestión Técnica del Sistema (aprobadas en 2005 y consensuadas por el TSO de España, *Enagás*, el Ministerio de Industria y las distintas compañías transportistas, distribuidoras y comercializadoras que operan en el territorio español).
2. Operación excepcional 0 y 1: en el caso de que se notifiquen pequeñas alteraciones respecto a las variables de control del sistema en operación normal, las cuales se puedan corregir sin declarar los niveles de alerta del Reglamento, el sistema gasista se encontrará en situación de operación excepcional y ésta podrá ser 0 o 1 según las medidas necesarias para volver a la operación normal.
3. Alerta temprana: de la misma manera que se define en el Reglamento, el nivel de alerta temprana es declarado si existe información concreta y fiable de que es posible que ocurra un evento que puede llegar a provocar un importante deterioro de la situación del suministro de gas nacional y activar los niveles de alerta o emergencia.

En España, el encargado de declarar la alerta temprana, tras previo informe por parte de *Enagás* del suceso posible de ocurrir que puede llegar a afectar al sistema gasista nacional, es la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica, la cual convoca un Grupo de Gestión de Crisis para evaluar y, si procede, gestionar y hacerse cargo de la situación.

4. Alerta: el nivel de alerta se activa cuando ocurre una interrupción del suministro de gas o se produce una demanda excepcionalmente elevada que provocan un importante deterioro del funcionamiento normal de la red gasista, pero todavía es posible corregir la situación mediante medidas basadas en el mercado. Puede ser declarado directamente desde una situación de operación normal, sin pasar por los niveles de excepción y el de alerta temprana, cuando sea procedente por la dimensión de la interrupción.

El organismo responsable sigue siendo Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica, mediante previo aviso del gestor técnico del sistema, *Enagás*.

5. Emergencia: el nivel de emergencia es el máximo nivel de alerta de un país en materia de suministro de gas y es declarado cuando se produce una demanda excepcionalmente elevada de gas o interrupción importante de suministro que afecte al correcto funcionamiento de la red gasista y que, tras haber aplicado todas las medidas correctoras basadas en el mercado, persista la disrupción, de manera que deben aplicarse medidas no basadas en el mercado para asegurar el suministro de gas a los clientes protegidos españoles.

De la misma forma que en los niveles de alerta, organismo responsable es la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica. El procedimiento para la declaración del nivel de emergencia pasa primero por un estudio de la situación por parte del Grupo de Gestión de Crisis, el cual determina si es

completamente necesario aplicar medidas correctoras no basadas en el mercado para remediar la situación, en caso afirmativo se declara el nivel de emergencia.

Durante el espacio de tiempo que estén declarados los niveles de alerta temprana, alerta o emergencia, las empresas de gas natural afectadas deben aportar a la Autoridad Competente información diariamente en materia de: previsiones diarias de oferta y demanda a tres días vista, el flujo de gas diario en todos los puntos de entrada y salida en conexiones internacionales y almacenamientos e instalaciones de GNL y, por último, el periodo para el que la compañía prevé que pueda garantizarse el suministro de gas a los clientes protegidos.

3.4.2. Medidas correctoras según nivel de crisis

- **SITUACIÓN DE OPERACIÓN NORMAL** (medidas para mantener los valores básicos de control en los rangos normales):

a. **Reconfiguración de la red gasista**

b. **Redistribución del stock de la red de transporte**

c. **Utilización de estaciones de compresión**

d. **Posponer o cancelar mantenimientos previstos en el sistema**

e. **Uso de la cuenta de balance operativa (OBA)**

f. **Operación conjunta en las conexiones transfronterizas:** con Francia en Larrau e Irún (VIP PIRINEOS) y con Portugal en Tuy y Badajoz (VIP IBÉRICO).

g. **Acciones de balance en el mercado por parte del TSO**

h. **Uso de mecanismos de colaboración entre compañías comercializadoras de gas y clientes finales para evitar desequilibrios en la red.**

- **SITUACIÓN DE OPERACIÓN EXCEPCIONAL 0** (valores básicos de control fuera de los rangos de operación normal):

a. **Activación de los Acuerdos de Asistencia Mutua internacionales con Francia y Portugal:** consistentes en el apoyo con un OBA máximo, con las condiciones de asistencia (plazos, volúmenes, devolución del gas) acordadas con cada país.

b. **Modificación de la carga y descarga de buques de GNL:** el gestor técnico del sistema debe asegurarse de que se mantienen las existencias de GNL que garanticen la operación segura de la red. Todo el peso de la medida es llevado por el TSO ya que se encarga de buscar comercializadores de GNL y coordinar a los transportistas para desviar buques y redistribuir la producción de gas.

c. **Maximización obligatoria de la cuenta OBA en todos los puntos de entrada a la red de transporte española:** si los límites de la misma son excedidos se puede llegar a negociar una ampliación temporal de los mismos.

d. **Movilización de las existencias del Plan de Actuación Invernal por parte de los usuarios:** para que esta medida sea aplicable deben cumplirse alguna de las siguientes situaciones:

- Aviso de bajas temperaturas o de ola de frío.
- Incremento excepcionalmente elevado de la demanda de gas por parte de las centrales de generación eléctrica.
- Notificación al TSO de situación de fuerza mayor por parte de un proveedor.
- Disrupciones en infraestructuras gasistas que afecten en la capacidad de suministro a los consumidores finales o a la importación de gas.

- **SITUACIÓN DE OPERACIÓN EXCEPCIONAL 1** (cuando las medidas del nivel de operación excepcional anterior no sean suficientes para corregir la emergencia):

a. **Oferta y aplicación del peaje interrumpible a la zona afectada por los problemas operativos:** es clave para esta medida poder identificar de forma precisa las zonas en las que interrumpir el suministro y determinar las cuantías y duración de dichas restricciones al suministro.

- **SITUACIÓN DE ALERTA TEMPRANA:**

a. **Impulsión para utilización de la capacidad nominal de la infraestructura en conexiones transfronterizas unidireccionales.**

b. **Reprogramación con el objetivo de una máxima efectividad, de la entrada y las nominaciones de los usuarios en conexiones transfronterizas bidireccionales:** en esta medida se tienen muy en cuenta los distintos contratos interrumpibles que puedan existir con los usuarios.

c. **Facilitado de las operaciones logísticas en infraestructuras de GNL:** principalmente optimización de la carga y descarga de buques y búsqueda de buques no programados procedentes del mercado spot que puedan ayudar a salvaguardar el suministro de gas.

• **SITUACIÓN DE ALERTA** (medidas correctivas basadas en el mercado):

a. **Aplicación de interrumpibilidad en la totalidad del sistema gasista:** *Enagás* comunica a los comercializadores, operadores de instalaciones de distribución y transportistas de la orden de interrupción, y es el operador de red de transporte el encargado del corte físico del suministro. En el supuesto caso de que un consumidor final sea una central de generación eléctrica, la interrupción debe ser acordada con *Red Eléctrica de España (REE)*. El gestor técnico del sistema debe, en la medida de lo posible, acotar la zona a interrumpir, con el fin de que los consumidores interrumpidos estén lo más cerca posible del incidente en el sistema.

b. **Optimización del consumo de centrales de energía de ciclos combinado, en coordinación con REE:** cuando se produzca la disrupción en el suministro de gas y la declaración de algún nivel de alerta, *REE* debe realizar una evaluación de la flexibilidad de la red eléctrica con el fin de facilitar la reducción de carga en centrales de ciclo combinado con la máxima seguridad y eficacia posible.

• **SITUACIÓN DE EMERGENCIA** (medidas correctivas no basadas en el mercado):

Medidas aplicables por el gestor técnico del sistema español, Enagás:

a. **Interrupción al suministro firme:** en el caso de que el desequilibrio en la red sea causado por un usuario concreto, el TSO puede ejecutar órdenes de interrupción a los clientes de dicho usuario siguiendo ciertas prioridades:

- Los clientes protegidos, constituidos por los consumidores domésticos y los servicios sociales declarados como esenciales.
- Centrales de generación eléctrica, previo acuerdo con *REE*.
- Tratar de minimizar los perjuicios económicos y técnicos que dicha interrupción de suministro puede provocar.
- Escoger a los consumidores según el consumo, tratando de maximizar la operatividad y reducir la cantidad de afectados.

b. **Extracción de gas de reservas estratégicas subterráneas:** manteniendo siempre las existencias mínimas de seguridad estipuladas en la Orden ITC/3128/2011, las cuales ascienden a 20 días de ventas firmes del año natural anterior.

Medidas aplicables por el Gobierno según lo dispone la Ley 34/1998, ante situaciones de emergencia de gas:

c. **Limitación o modificación temporal del mercado de gas.**

d. **Establecimiento de obligaciones especiales en materia de existencias mínimas de seguridad en almacenamientos de gas natural.**

e. **Suspensión o modificación temporal de los derechos de acceso a instalaciones gasistas por parte de terceros.**

f. **Modificación de las condiciones de regularidad en el suministro referidas a determinadas categorías de consumidores.**

g. **Obligación a los consumidores externos de gas a poseer autorización administrativa para proceder.**

Una vez ha desaparecido el incidente que ha causado la situación de emergencia, el Grupo de Gestión de Crisis puede declarar la vuelta al nivel de operación normal, teniendo que redactar un informe completo de la situación ocurrida; incluyendo causas, medidas correctivas adoptadas y principales damnificados.

El Reglamento 2017/1938 indica que tras solventar una situación de crisis de gas la Autoridad Competente del país afectado debe remitir una evaluación de la situación a la Comisión Europea lo más pronto posible, junto con el informe redactado por el Grupo de Gestión de Crisis, con el fin de aportar información de utilidad y ayudar al resto de Estados miembros en la elaboración o actualización de sus propios planes de emergencia.

3.4.3. Cooperación y Solidaridad

En el apartado de la cooperación regional, cabe destacar que España pertenece a los Grupos de Riesgo de Noruega y de Argelia y posee sendos acuerdos particulares con Portugal y Francia, los cuales consisten en el establecimiento de una cuenta de balance operativo (OBA) con ambos Estados a través de los puntos de interconexión fronterizos en Larrau e Irún (VIP PIRINEOS) y en Tuy y Badajoz (VIP IBÉRICO), respectivamente.

En el plan de emergencia español se presentan los planes de cooperación de los TSOs tanto si se solicita ayuda a Francia como a Portugal:

- Plan de actuación España-Francia (Enagás-TGIF): si la cantidad de gas requerida no supera los 280 GWh se incrementa el OBA hasta esa cantidad, por el contrario, si la cantidad asciende de 280 GWh el OBA se establece a nivel máximo y se ponen en marcha conversaciones entre los TSOs y agentes relacionados de ambos países para tratar de remitir por otros medios la situación de emergencia.
- Plan de actuación España-Portugal (Enagás-REN): cuando el gas solicitado no asciende de 60 GWh se sube el OBA a 60 GWh, si supera 60 pero es menor que 280 GWh se incrementa el OBA a 60 GWh y se coordinan los TSOs para proporcionar el resto del gas de otra forma. Si, en una situación de emergencia, se solicitan más de 280 GWh, tras previa consulta y visto bueno de los agentes relacionados con el OBA puede aumentarse hasta 280 GWh.

El plan de emergencia no aporta todavía demasiada información en materia de solidaridad entre Estados miembros, únicamente menciona que los países del Grupo de Riesgo de Argelia ya han iniciado conversaciones para iniciar acuerdos para la implementación de los mecanismos de solidaridad.

4. Análisis de evolución de las infraestructuras gasistas europeas

Hablando en términos generales, las infraestructuras gasistas europeas, incluyendo en este término gasoductos para el transporte de gas, puntos de intercambio transfronterizos, plantas de regasificación de GNL, almacenamientos subterráneos y la producción propia europea, no han dejado de crecer en número, capacidad y volumen en la mayoría de Estados UE desde el año 2011 hasta la actualidad, debido al incipiente incremento de la demanda de gas natural, prueba de que la transición hacia un sistema energético con menores emisiones contaminantes es posible y una realidad en la actualidad.

La tendencia a la sustitución de fuentes de energía a partir de carbón y petróleo por gas natural y energías renovables se ha extendido por toda Europa y no cesa en su aumento, ya que se prevé que para el año 2030 el gas natural supere al carbón como la segunda fuente de energía, proveniente de combustible fósil, más importante del mundo. A parte de su notable incremento en el sector de la generación eléctrica, el gas natural ha proseguido como la alternativa más utilizada para la calefacción doméstica y también se ha aumentado su uso industrial y en el transporte.

En este apartado se va a analizar numéricamente la evolución de cada uno de los tipos de infraestructuras de gas en la Unión Europea en los últimos años.

4.1. Nuevos gasoductos internacionales

La construcción de nuevos gasoductos transfronterizos es una de las soluciones más viables a considerar a la hora de aumentar la seguridad del suministro de gas en la UE. En ocasiones esta obra de infraestructura es sufragada por varios Estados interesados en ese suministro y, dependiendo de la localización del importador, su realización puede llegar a ser altamente costosa económicamente, especialmente si el gasoducto es de muy largo recorrido, atraviesa accidentes geográficos o es submarino, cuando la única conexión posible es cruzando un mar u océano.

- **Turkish Stream:** el principal objetivo de este nuevo gasoducto, el cual, a lo largo de sus 930 km, atraviesa parte de Rusia por tierra y el mar Negro de forma submarina, es la conexión de Rusia (como exportador de gas) con Turquía y los países del sur y sureste de Europa. Su construcción comenzó en 2017 y se ha ido retrasando debido a varias desavenencias entre los gobiernos ruso y turco, hasta enero de 2020, fecha en la que finalmente comenzó su funcionamiento con una capacidad de 63 bcm al año, de los cuales aproximadamente un 75% será exportado a Europa.

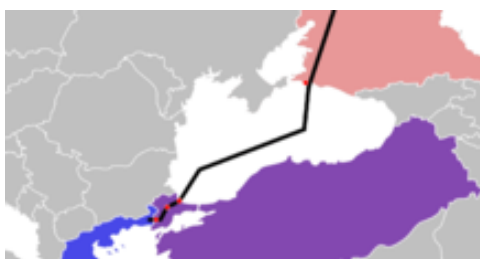


Ilustración 8. Turkish Stream.

- **Nord Stream I y II:** comenzando su construcción en abril de 2010 y su suministro completo en octubre de 2012, el *Nord Stream I* es la principal conexión por gasoducto entre Rusia y Alemania. Incluye dos ramales submarinos de 1224 km de longitud a través del mar Báltico los cuales transportan, cada uno, unos 27,5 bcm de gas anualmente. La ampliación de este proyecto, llamada *Nord Stream II*, tiene por objetivo duplicar la capacidad de la conexión existente, pero en la actualidad se encuentra parada debido a la oposición de EEUU y varios países europeos como Suecia y Dinamarca.



Ilustración 9. Nord Stream I.

- **Corredor Meridional de Gas:** en 2011 el presidente de la Comisión Europea y el presidente de Azerbaiyán firmaron la construcción de una extensa red de más de 3500 km de gasoductos entre el mar Caspio y Europa Occidental, a través de Georgia y Turquía, con el principal objetivo de incrementar la seguridad de suministro en Europa. Se espera que pueda llegar a suministrar 16 bcm de gas anuales, 6 para Turquía y el resto para Europa. La red de gasoductos, debido a su construcción, se divide en 2 partes:
 - **Gasoducto Transanatoliano (TANAP):** comprende la primera parte de la red, entre Bakú y la frontera de Turquía con Grecia y Bulgaria y fue inaugurada en junio de 2018 con una longitud total de unos 1841 km.
 - **Gasoducto Transadriático (TAP):** es la segunda parte del proyecto del Corredor Meridional de Gas y pretende llegar desde el final del Gasoducto Transanatoliano en Turquía hasta Italia, atravesando Grecia y Albania, a lo largo de 878 km de longitud. Su finalización estaba prevista para finales de 2019 pero todavía se encuentra en construcción.



Ilustración 10. Gasoductos Transanatoliano y Transadriático.

- **Baltic Pipe:** en noviembre de 2018 los gobiernos de Polonia y Dinamarca, a través de sus respectivas compañías de gestión de redes de gas, dieron el aprobado al proyecto *Baltic Pipe*, el cual consiste en la conexión por gasoducto de Noruega con Polonia a través de Dinamarca. Según el proyecto, el gasoducto llegará a tener una longitud de 900 km, constando con bastantes tramos submarinos, y estará operativo para octubre de 2022. El principal objetivo es la diversificación de suministradores de Polonia, la cual se abastece en la actualidad casi únicamente de gas ruso.



Ilustración 11. Baltic Pipe.

- **Gasoducto EastMED:** es un proyecto de gasoducto submarino presentado en diciembre de 2018 por Chipre y Grecia, el cual se convertirá en el de mayor longitud y profundidad del mundo. Está previsto que conecte las recientemente descubiertas reservas de gas natural del mediterráneo oriental en Israel y Chipre con el continente europeo en Grecia, a lo largo de más de 2000 km.



Ilustración 12. Gasoducto EastMED.

La construcción y puesta en funcionamiento de todos los nuevos proyectos de grandes gasoductos internacionales aportará un mayor abanico de suministradores de gas a los Estados de la Unión Europea, grandes dependientes del gas natural externo, y será clave para superar situaciones de emergencia de suministro de gas de la forma más veloz y con los menores daños económicos posibles para el Estado afectado.

4.2. Almacenamientos subterráneos

Los almacenamientos subterráneos de gas natural en la UE constituyen una de las mejores medidas preventivas para sus Estados miembros ante interrupciones en sus suministros nacionales de gas. El término técnico más manejado a la hora de hablar de infraestructuras gasistas es la capacidad de extracción en GWh por día.

En este apartado se han analizado los datos proporcionados en tiempo real por la herramienta web AGSI (Aggregated Gas Storage Inventory) de la asociación de TSOs europeos GIE (Gas Infrastructure Operators), a la cual pertenecen todos los principales operadores de infraestructuras gasistas de la UE. En la tabla y gráfico a continuación se ha realizado un análisis comparativo a 10 años, entre junio de 2011 y junio de 2021, con el fin de observar la evolución de los almacenamientos subterráneos en cada Estado miembro durante este periodo.

Capacidad de extracción de gas de almacenamientos subterráneos (GWh/d)

ESTADO UE	Junio 2011	% UE	Junio 2021	% UE	Incremento 2011-21
Alemania	2638,97	23,33%	6638,8	34,80%	151,57%
Italia	2462,5	21,77%	2900,2	15,20%	17,77%
Países Bajos	2209,87	19,54%	2643,8	13,86%	19,64%
Francia	511,27	4,52%	2347,66	12,31%	359,18%
Austria	655,86	5,80%	1059,53	5,55%	61,55%
Hungría	832,72	7,36%	839,71	4,40%	0,84%
Polonia	319,32	2,82%	595,86	3,12%	86,60%
República Checa	427,68	3,78%	519,07	2,72%	21,37%
Eslovaquia	396,11	3,50%	491,56	2,58%	24,10%
Rumanía	289,11	2,56%	315,1	1,65%	8,99%
España	147,87	1,31%	200,48	1,05%	35,58%
Dinamarca	214,58	1,90%	180,9	0,95%	-15,70%
Bélgica	166,36	1,47%	169,5	0,89%	1,89%
Portugal	0	0,00%	71,4	0,37%	-
Croacia	0	0,00%	56,37	0,30%	-
Bulgaria	39,9	0,35%	36,2	0,19%	-9,27%
Suecia	0	0,00%	8,16	0,04%	-
TOTAL	11312,12		19074,3		68,62%

Tabla 7. Evolución de la capacidad de extracción de gas de los Estados UE desde almacenamientos en GWh/día. [6]

A la vista de los datos de capacidades de extracción diarias, hablando de los almacenamientos subterráneos en términos generales en la Unión Europea, en los últimos 10 años se han aumentado en un 68% de media desde 11312 a 19074 GWh/día. Destacar que países como Alemania y Francia, con un incremento del 151% y 359% en sus capacidades de extracción respectivamente, son los que más han apostado por los almacenamientos subterráneos de gas y se han reforzado de esta manera ante crisis en sus suministros de gas nacionales. [6]

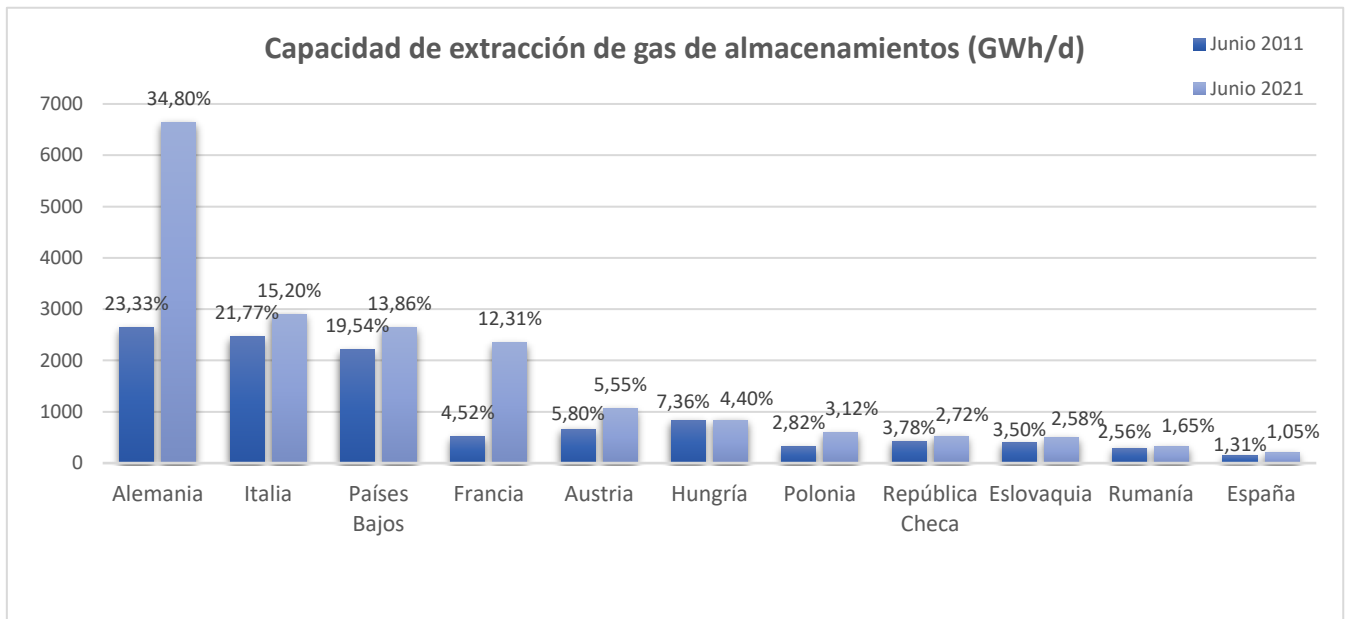


Ilustración 13. Gráfico de la evolución de la capacidad de extracción de gas de los Estados UE desde almacenamientos en GWh/día. [6]

En el gráfico podemos observar la evolución del porcentaje de la capacidad de extracción total de la UE para cada Estado miembro, entre junio de 2011 y 2021 (únicamente se han incluido los de más del 1% del total de capacidad en 2021). En este aspecto, mencionar que en comparación con el estado de los almacenamientos europeos en 2011; donde Alemania, Italia y Países Bajos eran los líderes con capacidades de extracción similares; en 2021, Alemania se ha situado a la cabeza claramente, con casi un 35% del total de capacidad de almacenamientos de la UE, seguido por Italia, Países Bajos y Francia, con porcentajes similares entre el 15% y 12% del total.

4.3. Plantas de regasificación de GNL

Las plantas de regasificación de gas natural licuado, como se ha introducido en apartados anteriores, son instalaciones usualmente situadas en la costa donde se recibe el gas en estado líquido el cual ha sido transportado por barco. En ellas se almacena parte de ese gas y el resto se regasifica, según la conveniencia y necesidades que tenga el Estado en cuestión cada día, y se inyecta en los gasoductos para poder ser utilizado por los consumidores finales. En el mapa a continuación se pueden ver, tanto ya existentes como planificadas, plantas de regasificación de GNL más significativas de Europa y los gasoductos principales que las conectan a la red gasista europea.

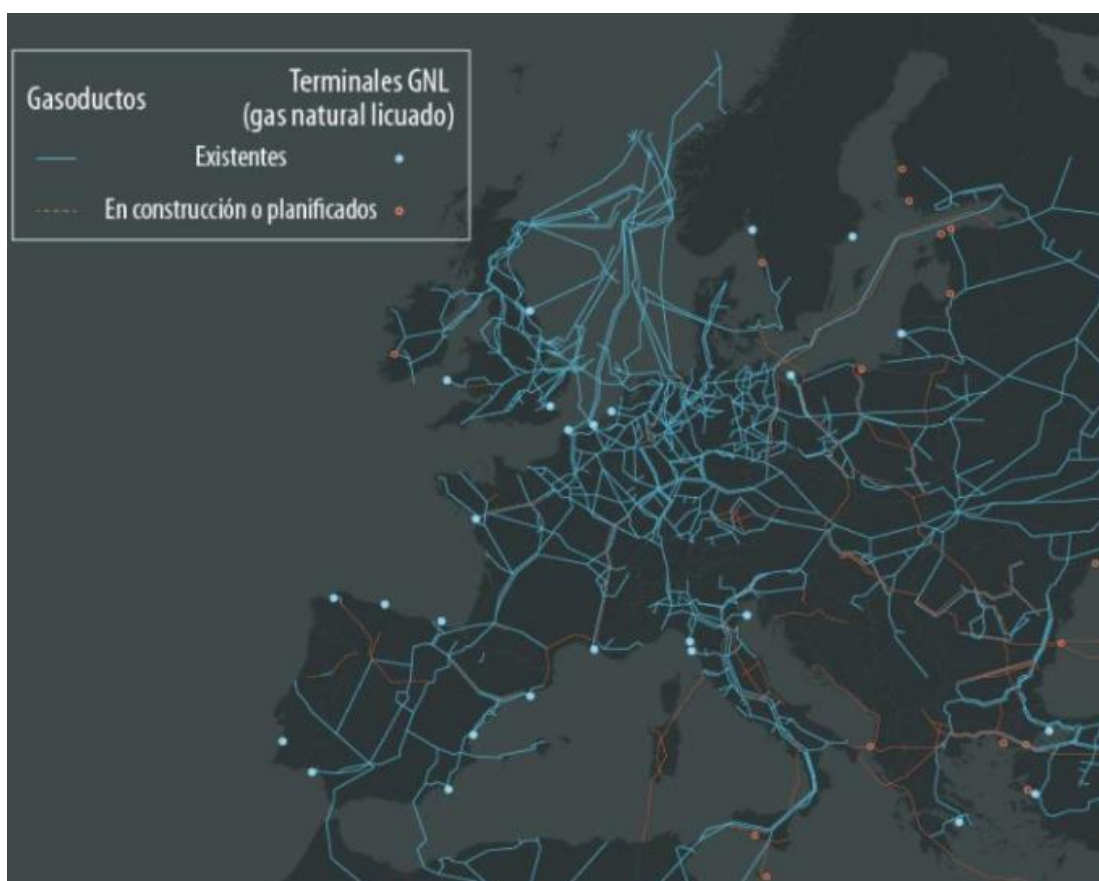


Ilustración 14. Mapa 2015 de las principales terminales de recepción de GNL por barco y gasoductos, existentes y proyectados. [7]

De la misma manera que para los almacenamientos subterráneos, se han extraído datos de capacidad de inyección a la red en GWh/día, pero en este caso desde estaciones de regasificación de gas natural licuado, y se ha elaborado una comparativa entre las situaciones de enero de 2012 (la herramienta comenzó a funcionar para todos los Estados UE en esa fecha) y junio de 2021. La información ha sido obtenida de la herramienta ALSI (Aggregated LNG Storage Inventory) del GIE la cual, al igual que AGSI, proporciona datos a tiempo real de las infraestructuras de gas licuado por Estados de la UE. Los resultados del análisis se pueden observar en la siguiente tabla y gráfico.

Capacidad de inyección de gas a partir de GNL (GWh/d)

ESTADO UE	Enero 2012	% UE	Junio 2021	% UE	Incremento 2011-21
España	1910,7	46,27%	1910,4	36,43%	0,0%
Francia	772,6	18,71%	1252,7	23,89%	62,1%
Bélgica	444,5	10,76%	541	10,32%	21,7%
Italia	348	8,43%	514,5	9,81%	47,8%
Países Bajos	461	11,16%	461	8,79%	0,0%
Portugal	192,8	4,67%	200	3,81%	3,7%
Polonia	0	0,00%	162,8	3,10%	-
Lituania	0	0,00%	122,4	2,33%	-
Croacia	0	0,00%	79,9	1,52%	-
TOTAL	4129,6		5244,7		27,0%

Tabla 8. Evolución de la capacidad de inyección procedente de GNL de los principales Estados UE GWh/día. [8]

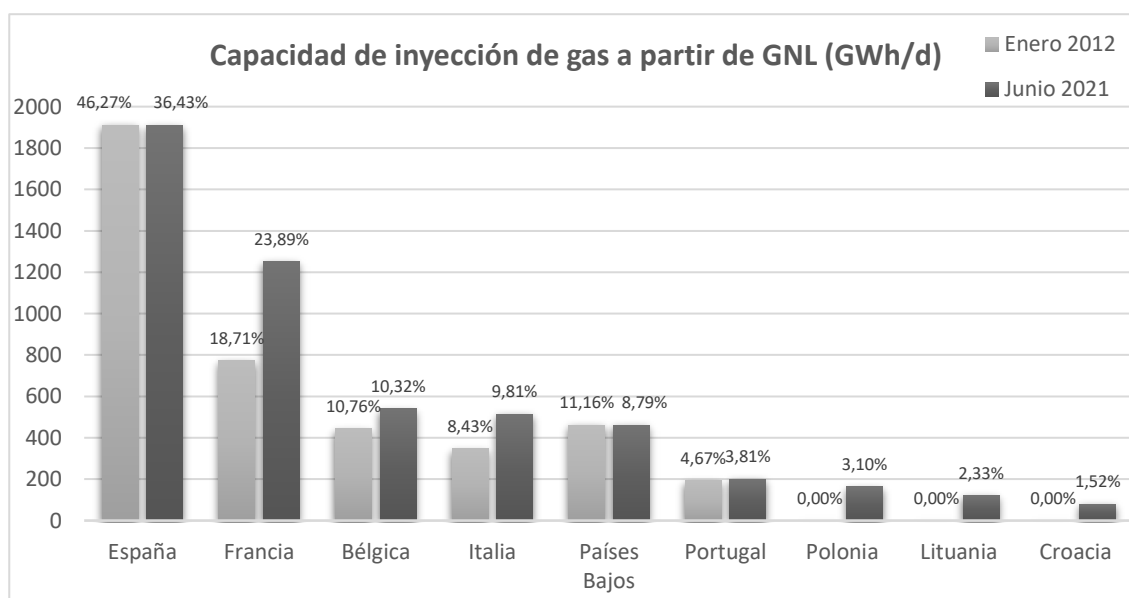


Ilustración 15. Gráfico de la evolución de la capacidad de inyección procedente de GNL de los principales Estados UE GWh/día. [8]

En la tabla 7 se puede ver la evolución entre los años 2012 y 2021 de las capacidades de inyección de gas desde instalaciones de GNL a la red de gasoductos. Como aspectos a resaltar, España es el país líder de la Unión Europea en 2021 en infraestructuras de gas natural licuado con más de un 36% de la capacidad de inyección total, seguido de cerca por Francia con casi un 24% y, no menos relevantes, Bélgica y Países Bajos, con un 10% y 9% respectivamente.

Cabe destacar también la evolución 2012-2021 de algunos Estados como Francia, el cual ha aumentado su capacidad de inyección de gas a partir de GNL en más de un 60%; Italia, con un incremento del 48% y Polonia, Lituania y Croacia, los cuales no disponían de instalaciones de regasificación de GNL en 2012 y en la actualidad sí que disponen. Por otro lado está España, el cual, a pesar de poseer la misma capacidad que 10 años atrás, sigue estando a la cabeza de Europa en instalaciones de gas natural licuado, debido a su situación geográfica costera y a su menor capacidad en almacenamientos subterráneos en comparación con otros Estados.

4.4. Producción de gas UE: yacimientos internos

Según estimaciones, en todo el mundo existen en torno a 200.000 bcm (1 bcm= 10⁹ m³) de gas natural en yacimientos naturales; de los cuales el 40% se encuentra en países de Oriente Medio, principalmente Qatar e Irán; otro 31% en Rusia y las exrepúblicas soviéticas; un 7,5% en Asia-Oceanía; más de un 5% en EEUU y el resto dividido entre África (6,6%), América Central y del Sur (3,5%) y Europa (1,7%). [9]

Concretamente los yacimientos europeos representan un porcentaje prácticamente despreciable, en el apartado comercial, de las reservas naturales mundiales de gas y la gran mayoría de éste, un 65%, se encuentra en Noruega, el cual no es miembro de la Unión Europea. En la actualidad, la producción de gas natural en la UE a partir de yacimientos sólo posee relevancia en Alemania, Países Bajos, Rumanía e Italia y únicamente sirve para consumo propio nacional o a modo de seguro ante emergencias de suministro del gas obtenido externamente. Es por ello que en el análisis realizado a 10 años de la progresión de la producción de gas natural en yacimientos naturales sólo son considerados estos cuatro Estados.

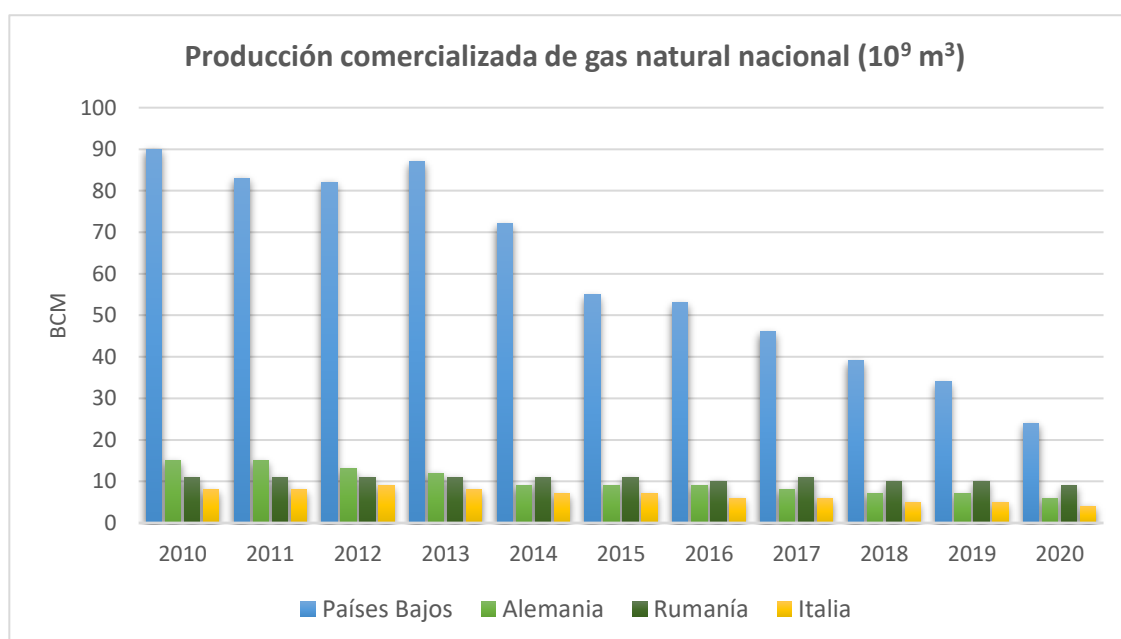


Ilustración 16. Gráfico de la evolución 2010-20 de la producción en yacimientos de gas natural de los mayores productores en la UE. [9]

A la vista de la evolución de la producción comercializada de gas natural en Países Bajos, Alemania, Rumanía e Italia, cabe decir que la tendencia es claramente descendente en todos ellos, especialmente en Países Bajos el cual está agotando sus reservas naturales a un mayor ritmo, ya que ha consumido casi el 75% del gas de bajo poder calorífico que disponía en 2010, y en la actualidad se encuentran modificando las infraestructuras gasistas del país, desde gas de bajo a alto poder calorífico, para asegurar el suministro a sus clientes ante la necesidad de buscar fuentes externas de gas de alto poder calorífico.

Concluyendo, en la Unión Europea, la producción interna de gas natural es ínfima y se encuentra en descenso, por lo cual se puede afirmar con seguridad que el futuro del gas natural no se encuentra en los yacimientos naturales, pero, para los Estados que poseen de ellos, puede servir a modo de almacén de seguridad para utilizar en situaciones de crisis de suministro.

4.5. Bidireccionalidad en puntos de interconexión transfronterizos

Un aspecto clave para poder aplicar las nuevas directrices de cooperación y solidaridad de la Regulación UE 2017/1938 es la bidireccionalidad de los intercambios de gas entre países en puntos transfronterizos. Este término hace referencia a un punto de intercambio transfronterizo de gas en el que existe la capacidad física de invertir el sentido normal del flujo para poder prestar ayuda a otro Estado vecino en situación de emergencia de gas.

Para analizar la bidireccionalidad en los puntos de intercambios de la Unión Europea se han extraído los datos anuales de capacidades técnicas en GWh diarios desde los mapas de capacidades de la página web de ENTSOG para 2010, 2015 y 2019. Para cada uno de los tres años estudiados se han contabilizado el número de conexiones entre países y el número de puntos transfronterizos, incluyendo el porcentaje de ellos con capacidad bidireccional; además de realizar el sumatorio de los intercambios de gas en todos los puntos transfronterizos, separando entre capacidad técnica total y capacidad técnica con posibilidad de bidireccionalidad.

Los resultados se pueden observar en la tabla 9, en la cual se incluye como dato más representativo el porcentaje de bidireccionalidad, calculado como el porcentaje de la capacidad técnica total de los intercambios fronterizos que cuenta con bidireccionalidad. Destacar que para cada año analizado se han contabilizado los datos de todos los países miembros UE en ese momento además de Suiza, la cual se incluye como miembro de ENTSOG y colabora con la Unión Europea en situaciones de crisis de suministro de gas.

PUNTOS TRANSFRONTERIZOS EUROPEOS	2010	2015	2019
Conexiones entre países europeos con bidireccionalidad	10	16	19
Conexiones entre países europeos unidireccionales	25	19	15
Puntos transfronterizos con bidireccionalidad	12	26	22
Capacidad técnica bidireccional (GWh/día)	8031,6	9777	9257,9
Puntos transfronterizos unidireccionales	46	50	64
Capacidad técnica unidireccional (GWh/día)	19989,4	20816,4	18416
Porcentaje de bidireccionalidad	40,18%	46,97%	50,27%

Tabla 9. Análisis de la bidireccionalidad en puntos de intercambio transfronterizos europeos. [10]

A la vista de los datos presentados se puede afirmar que la capacidad de intercambio con bidireccionalidad en Europa no ha parado de incrementarse desde 2010, prueba de ello son el porcentaje de bidireccionalidad, el cual ha aumentado desde un 40,18% de la capacidad total en 2010 hasta superar el 50,27% en 2019; y la cantidad de conexiones entre países con capacidad bidireccional que se ha multiplicado más de un 50% desde 2010.

Mencionar que el ligero descenso de los puntos transfronterizos y la capacidad técnica bidireccional entre 2015 y 2019 es debido principalmente a los flujos de gas desde Alemania a Países Bajos, los cuales se han reducido en 2019 a un tercio de su valor en 2015.

Tanto los puntos transfronterizos unidireccionales como bidireccionales se han mantenido en constante ascenso los últimos 10 años, símbolo de que los flujos de gas transportados son mayores debido al aumento generalizado de la demanda de gas en Europa y al crecimiento de las otras infraestructuras gasistas. No obstante, resaltar que el hecho de mayor relevancia para este análisis es que el porcentaje de bidireccionalidad ha ido y prosigue en ascenso constante.

4.6. Impacto en la cooperación entre Estados miembros UE

Cambiando el punto de vista hacia la cooperación y la solidaridad entre Estados miembros, aunque la mayor parte de las infraestructuras gasistas europeas han evolucionado positivamente en cuanto a magnitud, a excepción de la producción en yacimientos, este progreso no es favorable para todos los Estados por igual y sigue dejando a algunos de ellos en situación de vulnerabilidad en el caso de una posible crisis de suministro en su red gasista. Debilidad que únicamente puede ser solucionada mediante la ayuda de otro Estado vecino que pueda hacerse cargo del déficit necesario de gas para suministrar a los clientes protegidos del afectado.

De la totalidad de infraestructuras tratadas anteriormente en este apartado, los almacenamientos subterráneos y las instalaciones de GNL son claramente los que mayor progreso han experimentado en los últimos 10 años, en términos de capacidad y volúmenes de operación, sin embargo, esta evolución se ha concentrado en los Estados con mayor poder económico como Alemania, Francia, España e Italia. Este hecho los convierte en los Estados UE con mayores competencias y disponibilidad para prestar ayuda a sus vecinos en situaciones de crisis de gas.

La construcción de nuevos gasoductos internacionales y el aumento de la bidireccionalidad en puntos de intercambio transfronterizos son realmente los hechos que representan una verdadera evolución de la red gasista europea con un impacto directo en la cooperación entre Estados. No cabe duda de que a partir del Reglamento 994/2010 y, con más fuerza desde la Regulación UE 2017/1938, la cual en su artículo quinto insta a los TSOs de los distintos Estados miembros a dotar de capacidad bidireccional a todas las interconexiones fronterizas, y más intensamente a las de nueva construcción; los distintos Estados se han implicado en actualizar sus infraestructuras de intercambio y transporte de gas con el fin de aumentar su número y convertirlas en bidireccionales para favorecer a la aplicación de solidaridad en situaciones de déficit de gas. No obstante, la Regulación UE 2017/1938 también incluye algunas situaciones de excepción de esta obligación bajo propuesta a la Comisión, y que deben ser consensuadas por todos los Estados afectados en la conexión, las cuales abren la posibilidad a nuevos conflictos en la aplicación de la cooperación.

Como conclusión a los resultados obtenidos del análisis de la evolución de las infraestructuras gasistas de la Unión Europea, resaltar que el hecho que mayor impacto supone para la cooperación es el aumento de la bidireccionalidad en gasoductos y puntos transfronterizos ya que gran parte de los Estados miembros no son autosuficientes en su suministro de gas y dependen de su transporte a través de otros países vecinos y, además, en situaciones de crisis de gas, facilita la aplicación de medidas correctivas de cooperación entre Estados, entre las que se encuentran los nuevos mecanismos de solidaridad para la protección de los clientes protegidos.

5. Conclusiones

La Unión Europea es altamente dependiente del gas natural suministrado desde países externos como Rusia, Noruega y Argelia; y en el pasado ya se han producido cortes del abastecimiento desde éstos, los cuales produjeron consecuencias más notables en los Estados miembros con menos conexiones y, por ende, dependientes del suministro de gas a través de otros Estados. A estos efectos, la Comisión Europea redactó el Reglamento 2017/1938 sobre medidas correctivas para solventar situaciones de emergencia de gas, introduciendo novedades interesantes en materia de cooperación entre Estados miembros vecinos y definiendo una nueva vertiente de auxilio entre Estados, los mecanismos de solidaridad, los cuales están dirigidos a proteger el abastecimiento de gas a los clientes protegidos de cada nación.

A la vista de los resultados del análisis de medidas correctoras de los planes de emergencia de los Estados miembros considerados (Alemania, Bélgica, Dinamarca, España, Irlanda, Países Bajos, Polonia, República Checa y Suecia), destacar que todavía queda trabajo por parte de los organismos de cada país para conseguir definirlos más detalladamente y clasificarlos según dice el Reglamento, por niveles de crisis, lo cual favorece a comprender la magnitud de la medida y en qué tipo de situación de emergencia sería más adecuado aplicarla. Y más aún en países como Croacia y Rumanía, los cuales no han presentado todavía su plan de emergencia a la Comisión Europea.

Hablando ahora de cooperación entre países en situaciones de emergencia, decir que la agrupación de Estados en grupos de riesgo es una buena decisión por parte de la Unión Europea ya que separa a los países según su situación respecto al suministro de gas, pero todavía restan bastantes esfuerzos por hacer en materia de establecimiento de acuerdos entre Estados vecinos y concreción de las acciones a realizar entre los integrantes de un mismo grupo de riesgo para prestarse ayuda mutuamente.

Respecto a los mecanismos de solidaridad para la protección de los clientes protegidos de países en crisis de suministro de gas, resaltar que la gran mayoría de los planes de emergencia analizados ni siquiera los incluyen en su documento, y los que sí, lo hacen brevemente y únicamente diciendo que se hallan en negociaciones para firmar acuerdos con ciertos Estados vecinos. No obstante, en los resultados del análisis de la evolución de las distintas infraestructuras gasistas europeas, particularmente en el importante incremento de la bidireccionalidad, vemos un considerable avance en materia de conectividad entre Estados, favorable para poder aplicar los mecanismos de solidaridad una vez se encuentren más concretados en los planes de emergencia de cada país.

Para concluir, destacar que el Reglamento 2017/1938 incluye una serie de exenciones al cumplimiento de la solidaridad entre Estados que se están convirtiendo en vías de escape para los países no interesados en participar en la cooperación con sus vecinos, principalmente los que poseen una mayor capacidad de gas y tienen suficiente diversificación en su abastecimiento. Existe otro problema clave en la propia aplicación de la solidaridad, el cual se produce cuando un Estado situación de crisis de suministro de gas solicita la cooperación de sus vecinos por medio del mecanismo de solidaridad, recibiendo ofertas de más de un país vecino, la decisión sobre cuál será el que finalmente preste el auxilio puede ser realizada por motivos políticos, no siendo ésta la solución más óptima y eficiente desde el punto de vista gasista. Una posible solución a estas dificultades que plantea el Reglamento pudiera ser el establecimiento de incentivos económicos por parte de la Comisión Europea para favorecer a los Estados miembros

que apliquen los mecanismos de solidaridad. También sería crucial una actualización del Reglamento incluyendo mayor concreción en los roles particulares de cada Estado miembro en la cooperación con sus vecinos, separando claramente a los que poseen un poderío mayor en términos de capacidad de gas (almacenamientos subterráneos o estaciones de GNL de mayor magnitud) de los que dependen en su mayor parte del abastecimiento exterior, lo cual podría animar a los Estados miembros a confiar en la solidaridad como una opción real y de suma utilidad para poner remedio a situaciones de crisis de suministro en el futuro.

6. Bibliografía

- [1]. ENTSOG (EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR FOR GAS). *Ten-year network development plan - Executive summary*. 2018. Disponible en: <https://www.entsog.eu/scenarios> (consultado 20/04/2021).
- [2]. COMISIÓN EUROPEA. *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones: Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática*. 2015.
- [3]. ENAGÁS. *ENAGÁS - Almacenamientos subterráneos*. 2018. Disponible en: https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/Almacenamientos_Subterraneos (consultado 20/04/2021).
- [4]. NATURGY. www.naturgy.es. 2021. Disponible en: https://www.naturgy.es/empresas/energia_y_soluciones/servicios_energeticos/instalaciones_de_gnl (consultado 20/04/2021).
- [5]. ENTSOG (EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR FOR GAS). *ENTSOG TRANSPARENCY*. 2021. Disponible en: <https://transparency.entsog.eu/#/map> (consultado 25/07/2021).
- [6]. GIE (GAS INFRASTRUCTURE EUROPE). *AGSI (Aggregated gas storage inventory), datos en tiempo real de los almacenamientos subterráneos en la UE por Estado*. 2021. Disponible en: <https://agsi.gie.eu/#/> (consultado 30/06/2021).
- [7]. PARLAMENTO EUROPEO. *La creciente necesidad de seguridad de suministro de gas en Europa (infografía)*. 2017. Disponible en: <https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/economy/20170911STO83502/la-creciente-necesidad-de-seguridad-de-suministro-de-gas-en-europa-infografia> (consultado 20/04/2021).
- [8]. GIE (GAS INFRASTRUCTURE EUROPE). *ALSI (Aggregated lng storage inventory). Datos en tiempo real de los almacenamientos de GNL en la UE por Estado*. 2021. Disponible en: <https://alsi.gie.eu/#/> (consultado 30/06/2021).

[9]. ENERDATA. *Producción de gas natural*. 2020. Disponible en: <https://datos.enerdata.net/gas-natural/produccion-gas-natural-mundial.html> (consultado 30/06/2021).

[10]. ENTSOG (EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATOR FOR GAS). *Transmission capacity and system development maps*. 2021. Disponible en: <https://www.entsog.eu/maps> (consultado 25/07/2021).

PARLAMENTO EUROPEO Y CONSEJO, 2017. *Reglamento UE 2017/1938 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas*.

COMISIÓN EUROPEA, 2018. *Recomendación 2018/177 relativa a los elementos que han de incluirse en las disposiciones jurídicas, técnicas y financieras entre los Estados miembros con miras a la aplicación del mecanismo de solidaridad previsto en el Reglamento UE 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas*.

PARLAMENTO EUROPEO Y CONSEJO, 2010. *Reglamento UE 994/2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas*.

FLEMING, Ruven; 2018. *A legal perspective on gas solidarity*. ELSEVIER, Energy Policy.

RQIQ, Yassine; BEYZA, Jesús; YUSTA José M.; BOLADO-LAVIN, Ricardo; 2020. *Assessing the impact of investments in cross-border pipelines on the security of gas supply in the EU*. ENERGIES 2020, v13.

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1. Esquema general de la infraestructura gasista en Europa. [1]</i>	4
<i>Ilustración 2. Gráfico de sectores de los principales suministradores de gas natural a la UE.</i>	5
<i>Ilustración 3. Esquema de funcionamiento de las instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural. [3]</i>	6
<i>Ilustración 4. Recorrido del GNL desde las fronteras del país hasta los consumidores finales nacionales. [4]</i>	7
<i>Ilustración 5. Distintos tipos de gasoductos según construcción</i>	8
<i>Ilustración 6. Mapa Europeo de los principales gasoductos y puntos de interconexión internacionales. [5]</i>	9
<i>Ilustración 7. Representación de los contratos de gas natural interrumpibles y firmes.</i>	22
<i>Ilustración 8. Turkish Stream.</i>	32
<i>Ilustración 9. Nord Stream I.</i>	33
<i>Ilustración 10. Gasoductos Transanatoliano y Transadriático.</i>	33
<i>Ilustración 11. Baltic Pipe.</i>	34
<i>Ilustración 12. Gasoducto EastMED.</i>	34
<i>Ilustración 13. Gráfico de la evolución de la capacidad de extracción de gas de los Estados UE desde almacenamientos en GWh/día. [6]</i>	36
<i>Ilustración 14. Mapa 2015 de las principales terminales de recepción de GNL por barco y gasoductos, existentes y proyectados. [7]</i>	37
<i>Ilustración 15. Gráfico de la evolución de la capacidad de inyección procedente de GNL de los principales Estados UE GWh/día. [8]</i>	38
<i>Ilustración 16. Gráfico de la evolución 2010-20 de la producción en yacimientos de gas natural de los mayores productores en la UE. [9]</i>	39

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Reservas, producción y consumo mundial de gas natural por continentes. [1]</i>	5
<i>Tabla 2. Grupos de riesgo relativos a los Estados UE.</i>	15
<i>Tabla 3. Recopilación de datos del plan de emergencia gasista de Alemania.</i>	18
<i>Tabla 4. Metodología y orden que sigue cada uno de los planes de emergencia analizados.</i>	20
<i>Tabla 5. Recopilación de datos del plan de emergencia gasista de España.</i>	25
<i>Tabla 6. Variables de control del sistema gasista español.</i>	26
<i>Tabla 7. Evolución de la capacidad de extracción de gas de los Estados UE desde almacenamientos en GWh/día. [6]</i>	35
<i>Tabla 8. Evolución de la capacidad de inyección procedente de GNL de los principales Estados UE GWh/día. [8]</i>	38
<i>Tabla 9. Análisis de la bidireccionalidad en puntos de intercambio transfronterizos europeos. [10]</i>	40

ANEXO I: TABLAS RESULTADO DEL ANÁLISIS DE MEDIDAS
CORRECTORAS DE PLANES DE EMERGENCIA DE ESTADOS UE

PLAN DE EMERGENCIA	NIVELES DE CRISIS	ACTIVACIÓN NIVELES CRISIS	MEDIDAS DE RESPUESTA (ascendentes en importancia)	MECANISMOS DE COOPERACIÓN
ALEMANIA	1-Nivel alerta temprana	<ol style="list-style-type: none"> Ausencia o reducción del flujo de gas en puntos clave de entrada. Niveles bajos de almacenamiento mantenidos en el tiempo. Corte de importantes fuentes de suministro. Fallo técnico en infraestructuras como gasoductos o estaciones de compresión, pero se dispone de alternativas de suministro. Condiciones meteorológicas extremas unidas a una demanda elevada. Riesgo de escasez de gas durante un tiempo prolongado. Declaración de estados de crisis en estados vecinos. 	<p><u>Medidas basadas en el mercado (desde la oferta):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Mayor flexibilidad de producción Mayor flexibilidad de importaciones Facilitar la inyección de gas proveniente de fuentes renovables a la red Almacenamiento de gas comercial Capacidad de extracción y volumen almacenado de gas Capacidad de extracción y volumen de instalaciones de GNL Diversificación de suministradores y rutas de suministro Flujos inversos de gas Venta coordinada entre TSOs Contratos a corto y largo plazo Inversión en infraestructura de gas para incrementar capacidades Acuerdos contractuales para asegurar el suministro de gas 	<p>Grupo de riesgo de Ucrania (Bulgaria, Rep. Checa, Alemania, Grecia, Croacia, Italia, Luxemburgo, Hungría, Austria, Polonia, Rumanía, Eslovenia y Eslovaquia)</p> <p>Grupo de riesgo de Bielorrusia (Bélgica, Rep. Checa Alemania, Estonia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Países Bajos, Polonia y Eslovaquia)</p> <p>Grupo de riesgo del mar Báltico (Bélgica, Rep. Checa, Dinamarca, Alemania, Francia, Luxemburgo, Países Bajos, Austria, Eslovaquia y Suecia)</p> <p>Grupo de riesgo de Noruega (Bélgica, Dinamarca, Alemania, Irlanda, España, Francia, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido)</p> <p>Grupo de riesgo de gas de bajo PC (Bélgica, Alemania, Francia y Países Bajos)</p> <p>Grupo de riesgo de Dinamarca (Dinamarca, Alemania, Luxemburgo, Países Bajos y Suecia)</p> <p>Grupo de riesgo del Reino Unido (Bélgica, Alemania, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos y Reino Unido)</p>
	2-Nivel de alerta	<ol style="list-style-type: none"> Ausencia o reducción del flujo de gas en puntos clave de entrada. Condiciones meteorológicas extremas unidas a una demanda muy elevada. Niveles muy bajos de almacenamiento mantenidos en el tiempo. Corte de importantes fuentes de suministro. Fallo técnico, durante un tiempo prolongado, en infraestructuras como gasoductos o estaciones de compresión, pero se dispone de alternativas de suministro. Riesgo elevado de escasez de gas durante un tiempo prolongado. Solicitud de solidaridad de Alemania a estados vecinos. 	<p><u>Medidas basadas en el mercado (desde la demanda):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Contratos interrumpibles de suministro Opción de cambiar el combustible en centrales eléctricas de gas natural a sustitutos Desprendimiento de carga en la red eléctrica Mejora de la eficiencia Incremento del uso de renovables 	<p style="text-align: center;">SOLIDARIDAD</p> <p>Los estados miembros pertenecientes al grupo de riesgo del Mar Báltico están en el proceso de llegar a un acuerdo en las medidas de solidaridad a aplicar en momentos de crisis</p>
	3-Nivel de emergencia	<ol style="list-style-type: none"> Problemas a gran escala y largo plazo en el suministro, sin disponer de una fuente alternativa. No se dispone de la suficiente energía para equilibrar el suministro y tampoco hay energía disponible en el mercado a corto plazo. Deterioro del suministro de gas hasta el punto de sufrir riesgo de corte a los clientes protegidos. Fallo técnico en infraestructuras clave como gasoductos o estaciones de compresión y no se dispone de alternativas de suministro. 	<p><u>Medidas no basadas en el mercado:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Incremento del nivel de gas extraído de almacenamientos Sustitución de gas por petróleo, otros combustibles fósiles u otras fuentes Restricción a la generación eléctrica en centrales de gas Incremento de la producción de gas nacional Orden a consumidores para reducción de consumo Interrupción del suministro a clientes no protegidos (industriales) Restricción de flujos de gas a través de la frontera 	

PLAN EMERGENCIA	NIVELES DE CRISIS	ACTIVACIÓN NIVELES CRISIS	MEDIDAS DE RESPUESTA (de menor a mayor importancia)	MECANISMOS DE COOPERACIÓN
BÉLGICA	1-Funcionamiento mercado normal		1. Utilización de las reservas subterráneas de gas, terminales de GNL o del <i>Quality Conversion Point</i> el cual permite transferir gas desde la red de alto PC a la red de bajo PC y viceversa 2. Redireccionado de flujos, uso de almacenamientos o préstamo de gas de los TSOs de países vecinos 3. Interrupción de la capacidad interrumpible en puntos de interconexión, <i>Quality Conversion Points</i> y/o consumidores finales conectados a la red de transmisión	Grupo de riesgo de gas de bajo PC (Bélgica, Alemania, Francia y Países Bajos) 1-Los TSOs de países vecinos deben estar en contacto en caso de emergencia para analizar la situación y tratar de controlarla. Tienen el deber de manejar sus redes de la forma más eficiente posible, ya sea mediante incentivos u otros mecanismos. 2-En caso de que un punto de interconexión sufra una restricción a su funcionamiento normal, los TSOs vecinos se avisarán entre ellos para tomar medidas, como adoptar regímenes de equilibrio o redireccionar flujos a otros puntos de interconexión no restringidos.
	2-Alerta temprana	Se activa cuando es probable que ocurra un evento que deteriore el suministro de gas en condiciones normales	1. Monitorización diaria: de demanda y previsiones de suministro para los próximos 3 días, el flujo de gas en los puntos de entrada y salida del país, flujos en instalaciones de almacenamiento y plantas de GNL y el tiempo en días en los que el suministro de gas a los clientes protegidos está asegurado. 2. Adaptación del umbral de equilibrio del mercado por parte del operador 3. Intercambios de nivel de empeño 2: petición a TSOs vecinos para redireccionar flujos de gas a uno o varios puntos de interconexión entre los dos países 4. Reprogramación de operaciones de mantenimiento planeadas con anterioridad 5. Petición a TSOs vecinos para exceder temporalmente los límites acordados de desviación del balance operativo de los flujos de gas en un punto de interconexión	Grupo de riesgo del mar Báltico (Bélgica, Rep. Checa, Dinamarca, Alemania, Francia, Luxemburgo, Países Bajos, Austria, Eslovaquia y Suecia) El objetivo es proporcionar a las partes interesadas (Estados Miembros, TSOs, reguladores y otros) la información sobre el motivo e impacto de la situación de emergencia para tratar de coordinar soluciones acordadas mutuamente para prevenir o mitigar los efectos de la crisis de suministro.
	3-Alerta	Se activa cuando se produce un fallo en el suministro de gas o hay una demanda excepcionalmente elevada, pero el mercado puede absorberlo aplicando medidas basadas en el mercado	1. Intercambios de nivel de empeño 1: petición a TSOs vecinos para redireccionar flujos de gas a uno o varios puntos de interconexión entre los dos países 2. Restricción en punto de entrada: en caso de incidente en un punto de entrada, el TSO puede restringir la capacidad de ese punto 3. Utilización de las reservas de gas guardadas para mitigar incidentes en almacenamiento subterráneo, instalaciones de GNL y en el <i>Quality Conversion Point</i> 4. Petición a TSOs vecinos para que voluntariamente aumenten su suministro de gas a la red o reduzcan su consumo 5. Compra de gas por el TSO en el punto de mercado en <i>Zeebrugge</i> 6. Utilización de la capacidad de gas disponible de GNL, instalaciones de almacenaje y punto de conversión de calidad si no están siendo utilizados por sus administradores	Grupo de riesgo del Reino Unido (Bélgica, Alemania, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos y Reino Unido) ENTSO define un sistema de coordinación regional de gas, ReCo, como un medio para que los TSOs de los distintos Estados Miembros intercambien información y cooperen cuando se active algún nivel de alerta.
	4-Emergencia	Se activa cuando se produce un fallo en el suministro de gas o hay una demanda excepcionalmente elevada y el mercado se ve obligado a utilizar medidas no basadas en el mercado	1. Llamamiento de la Autoridad Competente a los usuarios para que reduzcan el consumo de gas 2. Llamamiento a los estados miembros vecinos para que reduzcan su importación de gas del país afectado 3. Anulación de los derechos de mercado: si un usuario comete un fallo que afecte al suministro de los clientes protegidos, el TSO puede anular los derechos a comerciar de estos clientes temporalmente 4. Restricción de desequilibrio en los puntos de interconexión de salida: consiste en reducir los flujos de salida restringiendo los del usuario causante del desequilibrio 5. Restricción de la capacidad de las instalaciones de conversión siempre que esto tenga un impacto positivo 6. Petición a la Comisión Europea para declarar emergencia regional permitiendo acuerdos entre estados miembros 7. Restricción parcial o total de la capacidad de los clientes no protegidos finales (usuarios industriales y centrales eléctricas de combustión de gas) 8. Retirada forzosa de gas almacenado para salvaguardar el suministro a los clientes protegidos 9. Desconexión de clientes no protegidos por solidaridad (PYMES y algunos servicios sociales) 10. Apelación a la solidaridad mutua entre estados miembros 11. Desconexión de clientes protegidos por solidaridad 12. Desconexión de parte de la red de gas nacional mediante corte de gasoductos o estaciones de distribución	Grupo de riesgo de Bielorrusia (Bélgica, Rep. Checa Alemania, Estonia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Países Bajos, Polonia y Eslovaquia) Grupo de riesgo de Noruega (Bélgica, Dinamarca, Alemania, Irlanda, España, Francia, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido) SOLIDARIDAD Solidaridad sin concretar, a falta de consenso con países vecinos: Francia, Alemania, Luxemburgo, Países Bajos.

PLAN EMERGENCIA	NIVELES DE CRISIS	ACTIVACIÓN NIVELES CRISIS	MEDIDAS DE RESPUESTA (de menor a mayor importancia)	MECANISMOS DE COOPERACIÓN
DINAMARCA	1-Operación normal		<p>1. <u>Acuerdos de equilibrio</u> de operación con países vecinos (Buffer): En ellos se especifican los límites del buffer y las diferencias máximas permitidas entre el suministro físico recibido y el pedido comercial realizado inicialmente. También concreta bajo que circunstancias el buffer puede ser usado por alguno de los países vecinos (Alemania y Suecia) para equilibrar estas diferencias.</p> <p>2. Reparto de la inyección/extracción de gas entre los 2 almacenamientos del país para tratar de equilibrar la red.</p> <p>3. Flujos de gas interrumpibles total o parcialmente en puntos de entrada y salida de gas. Los puntos con flujos interrumpibles son aquellos que o son bidireccionales o no están siendo usados al total de capacidad</p> <p>4. El TSO declara capacidad reducida, primeramente afecta a los consumidores de suministro interrumpible y posteriormente, si es necesario, a los clientes no protegidos y por último a los protegidos</p> <p>5. Uso del gas de equilibrio, el cual es la diferencia entre el volumen de gas suministrado al sistema y el total transportado. Puede ser positivo o negativo y se compra/vende a un precio neutral calculado para cada día</p>	<p>Grupo de riesgo del mar Báltico (Bélgica, Rep. Checa, Dinamarca, Alemania, Francia, Luxemburgo, Países Bajos, Austria, Eslovaquia y Suecia)</p> <p>Grupo de riesgo de Noruega (Bélgica, Dinamarca, Alemania, Irlanda, España, Francia, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido)</p> <p>Grupo de riesgo de Dinamarca (Dinamarca, Alemania, Luxemburgo, Países Bajos y Suecia)</p> <p>Dinamarca está conectada físicamente a Suecia y Alemania y por ello su TSO ha iniciado conversaciones con los TSOs de ambos países para llegar a un acuerdo de cooperación en situaciones de emergencia de suministro</p>
	2-Nivel alerta temprana	Se activa cuando es probable que ocurra un evento que deteriore el suministro de gas normal	1. Incremento del pago por desequilibrios a los transportistas de gas	
	3-Nivel de alerta	Se activa cuando se produce un fallo en el suministro de gas o hay una demanda excepcionalmente elevada, pero el mercado puede absorberlo aplicando medidas basadas en el mercado	<p>1. <u>Cientes comercialmente interrumpibles</u> como medida para reducir el consumo en el sistema</p> <p>Los clientes interrumpibles deberán reducir su consumo entre 3 y 69 horas después de que hayan sido informados de la aplicación de la medida</p> <p>Para ser cliente interrumpible se debe consumir un mínimo de 2 mcm de gas al año y estar situado físicamente en la zona Este de Dinamarca o en Suecia</p>	<p>SOLIDARIDAD</p> <p>Dinamarca está trabajando en la definición de acuerdos de solidaridad con Alemania y con Suecia</p>
	4-Nivel de emergencia	Se activa cuando se produce un fallo en el suministro de gas o hay una demanda excepcionalmente elevada y el mercado se ve obligado a utilizar medidas no basadas en el mercado	<p>1. Extracción de almacenamientos de gas públicos de emergencia y de clientes con reservas comerciales de gas</p> <p>2. Acuerdo con los consumidores de almacenamientos de gas con el fin de poseer derechos de extracción sobre ellos cuando haya una situación de emergencia declarada, además de asegurar que los almacenamientos mantengan unos niveles mínimos de llenado en los periodos del año más críticos</p> <p>3. Interrupción parcial o total del suministro a los clientes no protegidos</p> <p>Modelo "pro rata"</p>	

PLAN EMERGENCIA	NIVELES DE CRISIS	ACTIVACIÓN NIVELES CRISIS	MEDIDAS DE RESPUESTA (de menor a mayor importancia)	MECANISMOS DE COOPERACIÓN
ESPAÑA	1-Situación de operación normal	Cuando las variables de control se encuentran dentro de los intervalos normales de operación.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cuenta OBA: diferencia entre el flujo físico total y la suma de lo consumido por los usuarios 2. Reconfiguración de la red 3. Redistribución del stock en la red de transporte 4. Utilización de estaciones de compresión 5. Posponer/ cancelar operaciones de mantenimiento 6. Operación conjunta de colaboración en conexiones internacionales mediante acuerdos con los TSOs francés y portugués 7. Mecanismos de colaboración activa entre empresas comercializadoras y clientes finales (interrumpibilidad comercial) 8. Acciones de balance en el mercado por parte del TSO 	Grupo de riesgo de Noruega (Bélgica, Dinamarca, Alemania, Irlanda, España, Francia, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido)
	2-Situación de operación excepcional 0	Cuando se producen ligeras alteraciones en las variables de control pero no es necesario activar niveles de crisis.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Acuerdos de asistencia mutua entre TSOs español, francés y portugués En ellos se define una OBA máxima calculada la cual será el límite de apoyo a recibir 2. Reordenamiento de la logística de buques, con el fin de equilibrar la red 3. Maximización de la cuenta OBA en los puntos de entrada 4. Uso de las existencias de GNL y/o almacenamientos subterráneos En total serían 3600 GWh los cuales son equivalentes a 3,5 días de la capacidad contratada de entrada a la red 	Grupo de riesgo de Argelia (Grecia, España, Francia, Croacia, Italia, Malta, Austria, Portugal y Eslovenia)
	3-Situación de operación excepcional 1	Cuando se producen ligeras alteraciones en las variables de control pero aún no es necesario activar niveles de crisis.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ofertar y aplicar peaje interrumpible para que responda a los problemas de zonas afectadas 	Procedimiento OBA entre TSOs de España, Francia y Portugal: Si la cantidad de gas requerida por el país del incidente es inferior a 280 GWh, se aumenta el OBA a 280 GWh. Si es superior a 280 GWh, es necesario cooperar entre los TSOs.
	4-Alerta temprana	Cuando se dispone de información concreta, seria y fidedigna de que se puede producir un evento que deteriore el suministro de gas y que provocaría la activación del nivel de alerta o emergencia	<ol style="list-style-type: none"> 1. Promover el flujo máximo de entrada: en conexiones internacionales unidireccionales, impulsar el uso de la capacidad nominal y en conexiones bidireccionales, se calcula un máximo variable según la capacidad nominal de entrada y el saldo resultante de los usuarios 2. Facilitar las operaciones logísticas en las terminales de GNL 	SOLIDARIDAD
	5-Alerta	Cuando se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, pero el mercado todavía puede gestionar la situación.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Peaje interrumpible global con periodicidad anual 0,65 GWh/día 2. Optimización de consumo de ciclos combinados en colaboración con REE para asegurar y proteger el sistema eléctrico 3. Medidas de mercado adicionales 	
	6-Emergencia	Cuando se produce una interrupción importante del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, el mercado ya haya aplicado las medidas basadas en el mercado y el suministro siga siendo insuficiente, siendo necesario aplicar medidas no basadas en el mercado para asegurar a los clientes protegidos.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Uso de reservas estratégicas subterráneas 18803 GWh 2. Optimización de consumo de ciclos combinados en colaboración con REE para asegurar y proteger el sistema eléctrico 3. Compras de gas en nombre del sistema 4. Uso del gas almacenado en el sistema 5. Limitar o modificar temporalmente el mercado de gas 6. Establecer obligaciones especiales en materia de existencias mínimas de seguridad de gas 7. Suspender/ modificar temporalmente los derechos de acceso a las instalaciones por parte de terceros 8. Modificar las condiciones generales de regularidad en el suministro, con carácter general, o referido a determinadas categorías de consumidores 9. Someter a autorización administrativa las ventas de gas natural para consumo exterior 10. Interrupciones del suministro firme, salvaguardando a los clientes protegidos 	

PLAN EMERGENCIA	NIVELES DE CRISIS	ACTIVACIÓN NIVELES CRISIS	MEDIDAS DE RESPUESTA (de menor a mayor importancia)	MECANISMOS DE COOPERACIÓN
IRLANDA	1-Alerta temprana	Cuando se dispone de información concreta, seria y fidedigna de que se puede producir un evento que deteriore el suministro de gas y que provocaría la activación del nivel de alerta o emergencia	<p align="center"><u>Medidas basadas en el mercado (desde la oferta):</u></p> <p align="center">Mayor flexibilidad de producción</p> <p align="center">Facilitar la inyección de gas proveniente de fuentes renovables a la red</p> <p align="center">Almacenamiento de gas comercial</p> <p align="center">Capacidad de instalaciones de GNL</p> <p align="center">Diversificación de rutas de suministro</p> <p align="center">Flujos inversos de gas</p> <p align="center">Venta coordinada entre TSOs</p> <p align="center">Contratos a corto y largo plazo</p> <p align="center">Inversión en infraestructura de gas</p> <p align="center">Acuerdos contractuales para asegurar el suministro de gas</p> <p align="center"><u>Medidas basadas en el mercado (desde la demanda):</u></p> <p align="center">Opción de cambiar el combustible en centrales eléctricas de gas natural a sustitutos</p> <p align="center">Contratos interrumpibles de suministro</p> <p align="center">Desprendimiento de carga en la red eléctrica</p> <p align="center">Mejora de la eficiencia</p> <p align="center">Incremento del uso de fuentes renovables</p> <p align="center"><u>Medidas no basadas en el mercado:</u></p> <p align="center">Maximizar la producción nacional de gas y las extracciones de almacenamientos subterráneos</p> <p align="center">Desprendimiento de carga de las centrales eléctricas de gas y de las grandes industrias</p> <p align="center">Asignación del suministro de gas existente a los clientes protegidos y aislamientos de la red según conveniencia</p>	<p align="center">Grupo de riesgo de Noruega (Bélgica, Dinamarca, Alemania, Irlanda, España, Francia, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido)</p> <p align="center">Grupo de riesgo del Reino Unido (Bélgica, Alemania, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos y Reino Unido)</p>
	2-Alerta	Cuando se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, pero el mercado todavía puede gestionar la situación		<p align="center">SOLIDARIDAD</p> <p align="center">Sin concretar en el plan de emergencia actual</p>
	3-Emergencia	Cuando se produce una interrupción importante del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, el mercado ya haya aplicado las medidas basadas en el mercado y el suministro siga siendo insuficiente, siendo necesario aplicar medidas no basadas en el mercado para asegurar a los clientes protegidos		

PLAN EMERGENCIA	NIVELES DE CRISIS	ACTIVACIÓN NIVELES CRISIS	MEDIDAS DE RESPUESTA (de menor a mayor importancia)	MECANISMOS DE COOPERACIÓN
PAÍSES BAJOS	1-Alerta temprana	Cuando se dispone de información concreta, seria y fidedigna de que se puede producir un evento que deteriore el suministro de gas y que provocaría la activación del nivel de alerta o emergencia	<p>Puesta en común de información de empresas de gas a la autoridad competente:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Previsiones de demanda/consumo diarias para los próximos 3 días -Flujos diarios de gas a través de la frontera, en almacenamiento o en instalaciones de GNL -Días durante los cuales el suministro a los clientes protegidos está asegurado 	<p>Grupo de riesgo de Bielorrusia (Bélgica, Rep. Checa Alemania, Estonia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Países Bajos, Polonia y Eslovaquia) A falta de desarrollarse por parte de Polonia</p>
	2-Alerta	Cuando se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, pero el mercado todavía puede gestionar la situación	<ol style="list-style-type: none"> 1. Uso de fuentes propias de gas o contratadas a través del GTS 2. Petición no vinculante a TSOs de países vecinos para que suministren mayor cantidad de gas o compren menos a Países Bajos 3. Petición no vinculante a las partes responsables para que suministren más gas, hasta donde llegue su capacidad 4. Orden a las instalaciones de almacenaje o GNL para que reduzcan su aportación de gas a la red y sustitución por fuentes de producción propias que no estén a máxima capacidad 	<p>Grupo de riesgo del mar Báltico (Bélgica, Rep. Checa, Dinamarca, Alemania, Francia, Luxemburgo, Países Bajos, Austria, Eslovaquia y Suecia) A falta de desarrollarse por parte de Alemania</p> <p>Grupo de riesgo de Noruega (Bélgica, Dinamarca, Alemania, Irlanda, España, Francia, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido) A falta de desarrollarse por parte de Francia</p>
	3-Emergencia	Cuando se produce una interrupción importante del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, el mercado ya haya aplicado las medidas basadas en el mercado y el suministro siga siendo insuficiente, siendo necesario aplicar medidas no basadas en el mercado para asegurar a los clientes protegidos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Llamada a la reducción del consumo de gas 2. Petición no vinculante a los países vecinos para que reduzcan el consumo de gas 3. Creación de una licitación para reducir el consumo de gas de industrias bajo ciertas condiciones, precio y volúmenes 4. Imposición de impuesto adicional al gas natural 5. Orden para cambiar de gas natural a otro combustible, en industrias en las que sea posible 6. Orden para cambiar de gas natural a otro combustible, en centrales eléctricas 7. Corte de suministro a los clientes no protegidos 8. Corte de suministro a los clientes no protegidos en solidaridad 9. Llamamiento a la solidaridad mutua entre Estados Miembros 10. Desconexión administrativa de los clientes protegidos en solidaridad 11. Desconexión técnica de regiones enteras 	<p>Grupo de riesgo de Dinamarca (Dinamarca, Alemania, Luxemburgo, Países Bajos y Suecia) A falta de desarrollarse por parte de Dinamarca</p> <p>Grupo de riesgo del Reino Unido (Bélgica, Alemania, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos y Reino Unido)</p> <p>Grupo de riesgo de gas de bajo PC (Bélgica, Alemania, Francia y Países Bajos) 1-TSOs en contacto constante en caso de emergencia, deben regular sus redes de la forma más eficiente posible y resolver problemas de restricciones en puntos de intercambio fronterizo 2-Si se producen restricciones en un punto de interconexión, 2 medidas: establecimiento de regímenes de equilibrio y redireccionado de gas por puntos de salida/entrada</p>
SOLIDARIDAD				
A falta de concluir acuerdos de solidaridad con el grupo de riesgo de gas de bajo PC, no obstante, Países Bajos está exento de esta obligación debido a que es capaz de suministrar a sus clientes protegidos en solidaridad con producción propia de gas				
La demanda de los clientes protegidos en solidaridad fluctúa entre <u>10 y 14 bcm</u> al año La producción de gas nacional es de <u>35 bcm</u> al año				
Los clientes protegidos en solidaridad usan gas de bajo PC por lo que la única medida a aplicar sería la petición a Bélgica, Francia y Alemania para reducir, o incluso interrumpir, su consumo de gas desde los Países Bajos				
A la espera de acuerdos con el resto de grupos de riesgo a los que pertenece				

PLAN EMERGENCIA	NIVELES DE CRISIS	ACTIVACIÓN NIVELES CRISIS	MEDIDAS DE RESPUESTA (de menor a mayor importancia)	MECANISMOS DE COOPERACIÓN
REPÚBLICA CHECA	1-Alerta temprana	Cuando se dispone de información concreta, seria y fidedigna de que se puede producir un evento que deteriore el suministro de gas y que provocaría la activación del nivel de alerta o emergencia	<p align="center"><u>Medidas basadas en el mercado (desde la oferta):</u></p> Incremento de la flexibilidad de las importaciones Incremento de la extracción de gas de almacenamientos hasta un 40% del consumo anual Uso del reflujo de gas, posible en todas la interconexiones fronterizas de República Checa	Grupo de riesgo de Bielorrusia (Bélgica, Rep. Checa Alemania, Estonia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Países Bajos, Polonia y Eslovaquia)
	2-Alerta	Cuando se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, pero el mercado todavía puede gestionar la situación	<p align="center"><u>Medidas basadas en el mercado (desde la demanda):</u></p> Anulación de los contratos interrumpibles Negociación para una reducción voluntaria del consumo	Grupo de riesgo del mar Báltico (Bélgica, Rep. Checa, Dinamarca, Alemania, Francia, Luxemburgo, Países Bajos, Austria, Eslovaquia y Suecia)
	3-Emergencia	Cuando se produce una interrupción importante del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, el mercado ya haya aplicado las medidas basadas en el mercado y el suministro siga siendo insuficiente, siendo necesario aplicar medidas no basadas en el mercado para asegurar a los clientes protegidos	<p align="center"><u>Medidas no basadas en el mercado:</u></p> Extracción de gas de almacenamientos subterráneos	Grupo de riesgo de Ucrania (Bulgaria, Rep. Checa, Alemania, Grecia, Croacia, Italia, Luxemburgo, Hungría, Austria, Polonia, Rumanía, Eslovenia y Eslovaquia)
				<p align="center">SOLIDARIDAD</p> A falta de concluir negociaciones con Alemania, Eslovaquia y Polonia para aplicar solidaridad

PLAN EMERGENCIA	NIVELES DE CRISIS	ACTIVACIÓN NIVELES CRISIS	MEDIDAS DE RESPUESTA (de menor a mayor importancia)	MECANISMOS DE COOPERACIÓN
SUECIA	1-Alerta temprana	Cuando se dispone de información concreta, seria y fidedigna de que se puede producir un evento que deteriore el suministro de gas y que provocaría la activación del nivel de alerta o emergencia	<p align="center"><u>Medidas basadas en el mercado:</u></p> <p align="center">Uso de los contratos interrumpibles establecidos con los mayores consumidores de Suecia</p>	<p>Grupo de riesgo de Dinamarca (Dinamarca, Alemania, Luxemburgo, Países Bajos y Suecia) En contacto cercano con Dinamarca para asegurar el suministro de gas propio</p> <p>Grupo de riesgo de Noruega (Bélgica, Dinamarca, Alemania, Irlanda, España, Francia, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Suecia y Reino Unido)</p> <p>Grupo de riesgo del mar Báltico (Bélgica, Rep. Checa, Dinamarca, Alemania, Francia, Luxemburgo, Países Bajos, Austria, Eslovaquia y Suecia)</p>
	2-Alerta	Cuando se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, pero el mercado todavía puede gestionar la situación	<p align="center"><u>Medidas no basadas en el mercado:</u></p> <p align="center">Reducción de carga a la red mediante restricción o corte del flujo a consumidores según orden de prioridad</p> <p align="center">Mayor extracción de gas de almacenamientos</p>	
	3-Emergencia	Cuando se produce una interrupción importante del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, el mercado ya haya aplicado las medidas basadas en el mercado y el suministro siga siendo insuficiente, siendo necesario aplicar medidas no basadas en el mercado para asegurar a los clientes protegidos	<p align="center">Uso de almacenamientos estratégicos, hasta 30 días de invierno de suministro asegurado a los clientes protegidos</p>	
				<p align="center">SOLIDARIDAD</p> <p align="center">No se tratan en el plan de emergencia vigente</p>

PLAN EMERGENCIA	NIVELES DE CRISIS	ACTIVACIÓN NIVELES CRISIS	MEDIDAS DE RESPUESTA (de menor a mayor importancia)	MECANISMOS DE COOPERACIÓN
POLONIA	1-Alerta temprana	Cuando se dispone de información concreta, seria y fidedigna de que se puede producir un evento que deteriore el suministro de gas y que provocaría la activación del nivel de alerta o emergencia	<p><u>Medidas basadas en el mercado (desde la oferta):</u></p> <p>Incremento de la flexibilidad de las importaciones de gas</p> <p>Incremento de la flexibilidad de los almacenamientos comerciales de gas</p> <p><u>Medidas basadas en el mercado (desde la demanda):</u></p> <p>Uso de contratos interrumpibles</p> <p>Cambio de combustible de gas natural a alternativos</p> <p>Reducción de carga en la red</p> <p><u>Medidas no basadas en el mercado:</u></p> <p>Uso de existencias obligatorias para emergencias</p> <p>Restricciones al consumo de gas</p>	<p>Grupo de riesgo de Bielorrusia (Bélgica, Rep. Checa, Alemania, Estonia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Países Bajos, Polonia y Eslovaquia)</p> <p>Grupo de riesgo de Ucrania (Bulgaria, Rep. Checa, Alemania, Grecia, Croacia, Italia, Luxemburgo, Hungría, Austria, Polonia, Rumanía, Eslovenia y Eslovaquia)</p> <p>SOLIDARIDAD</p> <p>Grupo de riesgo de Bielorrusia</p> <p>Si un Estado Miembro no puede cubrir el déficit de suministro a sus clientes protegidos en solidaridad, tras haber aplicado las medidas basadas y no basadas en el mercado de su plan de emergencia, puede solicitar solidaridad a los Estados del Grupo de Riesgo a través de su Autoridad Competente, la cual debe informar primero a la Comisión Europea.</p> <p>Grupo de riesgo de Ucrania</p> <p>Los miembros del Grupo de Riesgo de Ucrania se encuentran en negociaciones para acordar los términos técnicos, legales y financieros necesarios para implementar los mecanismos de solidaridad</p>
	2-Alerta	Cuando se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, pero el mercado todavía puede gestionar la situación		
	3-Emergencia	Cuando se produce una interrupción importante del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que deterioran la red, el mercado ya haya aplicado las medidas basadas en el mercado y el suministro siga siendo insuficiente, siendo necesario aplicar medidas no basadas en el mercado para asegurar a los clientes protegidos		

ANEXO II: TABLAS DE ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE INTERCAMBIO DE GAS TRANSFRONTERIZOS EN EUROPA

PUNTOS INTERCAMBIO TRANSFRONTERIZOS 2010														
De	>	A	Capacidad técnica (GWh/día)								Bidireccional	Unidireccional	Total	%Bidireccional
			Punto 1	Punto 2	Punto 3	Punto 4	Punto 5	Punto 6	Punto 7	Punto 8				
ALEMANIA	>	BÉLGICA	451,3								451,3	0	451,3	100,00%
	>	LUXEMBURGO	28,3							0	28,3	28,3	0,00%	
	>	PAÍSES BAJOS	425,2							425,2	0	425,2	100,00%	
	>	AUSTRIA	85,6	22,8						85,6	22,8	108,4	78,97%	
	>	FRANCIA	620							0	620	620	0,00%	
	>	POLONIA	34,1							0	34,1	34,1	0,00%	
	>	REP. CHECA	408							408	0	408	100,00%	
	>	SUIZA	541,2							0	541,2	541,2	0,00%	
AUSTRIA	>	ALEMANIA	146	112,8						146	112,8	258,8	56,41%	
	>	ESLOVENIA	74,9							0	74,9	74,9	0,00%	
	>	ITALIA	1135,5							0	1135,5	1135,5	0,00%	
	>	ESLOVAQUIA	174,3							174,3	0	174,3	100,00%	
	>	HUNGRÍA	128,4							0	128,4	128,4	0,00%	
BÉLGICA	>	PAÍSES BAJOS	333,6							0	333,6	333,6	0,00%	
	>	ALEMANIA	282,7							282,7	0	282,7	100,00%	
	>	LUXEMBURGO	33,5	16,8						0	50,3	50,3	0,00%	
	>	FRANCIA	590	230						0	820	820	0,00%	
	>	REINO UNIDO	805,4							805,4	0	805,4	100,00%	
BULGARIA	>	GRECIA	108,7							0	108,7	108,7	0,00%	
REP. CHECA	>	ALEMANIA	492	1160						492	1160	1652	29,78%	
	>	ESLOVAQUIA	155,6							155,6	0	155,6	100,00%	
DINAMARCA	>	ALEMANIA	33,3							0	33,3	33,3	0,00%	
	>	SUECIA	106							0	106	106	0,00%	
ESLOVAQUIA	>	REP. CHECA	1268							1268	0	1268	100,00%	
	>	AUSTRIA	1601,3							1601,3	0	1601,3	100,00%	
ESLOVENIA	>	CROACIA	53,3							0	53,3	53,3	0,00%	
ESPAÑA	>	FRANCIA	30 / 50	5						55	-50	5	1100,00%	
	>	PORTUGAL	57	134						191	0	191	100,00%	
FRANCIA	>	ESPAÑA	100	10						110	0	110	100,00%	
	>	SUIZA	223							0	223	223	0,00%	
HUNGRÍA	>	RUMANÍA	50,7							0	50,7	50,7	0,00%	
	>	CROACIA	137,9							0	137,9	137,9	0,00%	
IRLANDA	>	REINO UNIDO	89,8							0	89,8	89,8	0,00%	
ITALIA	>	ESLOVENIA	27,9							0	27,9	27,9	0,00%	
LETONIA	>	ESTONIA	78							0	78	78	0,00%	
	>	LITUANIA	22,3							22,3	0	22,3	100,00%	
LITUANIA	>	LETONIA	55,8							55,8	0	55,8	100,00%	
MALTA	>	ESPAÑA	354,8							0	354,8	354,8	0,00%	
PAÍSES BAJOS	>	BÉLGICA	125,6	644,8	480,1					0	1250,5	1250,5	0,00%	
	>	ALEMANIA	428,4	542,2	351,8	557,4				557,4	1322,4	1879,8	29,65%	
	>	REINO UNIDO	420,1							0	420,1	420,1	0,00%	
POLONIA	>	ALEMANIA	931							0	931	931	0,00%	
PORTUGAL	>	ESPAÑA	12	101						113	0	113	100,00%	
REINO UNIDO	>	BÉLGICA	631,7							631,7	0	631,7	100,00%	
	>	IRLANDA	321,3							0	321,3	321,3	0,00%	
RUMANÍA	>	BULGARIA	807,2							0	807,2	807,2	0,00%	
SUIZA	>	ITALIA	630							0	630	630	0,00%	
TOTAL										8031,6	11957,8	19989,4	40,18%	

PUNTOS INTERCAMBIO TRANSFRONTERIZOS 2015

De	>	A	Capacidad técnica (GWh/día)											Total	%Bidireccional	
			Punto 1	Punto 2	Punto 3	Punto 4	Punto 5	Punto 6	Punto 7	Punto 8	Bidireccional	Unidireccional				
ALEMANIA	>	BÉLGICA	373,7										373,7	0	373,7	100,00%
	>	LUXEMBURGO	38,7										0	38,7	38,7	0,00%
	>	PAÍSES BAJOS	2,3	304,8	730,3	434							1471,4	0	1471,4	100,00%
	>	AUSTRIA	199,5	114	293								407	199,5	606,5	67,11%
	>	FRANCIA	581										0	581	581	0,00%
	>	POLONIA	165,4	48,2									165,4	48,2	213,6	77,43%
	>	REP. CHECA	319,7	60,3	1062								60,3	1381,7	1442	4,18%
	>	SUIZA	582										0	582	582	0,00%
AUSTRIA	>	DINAMARCA	60,6										0	60,6	60,6	0,00%
	>	ALEMANIA	159,9	242,6	276,2								678,7	0	678,7	100,00%
	>	ESLOVENIA	112,5										0	112,5	112,5	0,00%
	>	ITALIA	1142,5										1142,5	0	1142,5	100,00%
BÉLGICA	>	ESLOVAQUIA	247,5	175									247,5	175	422,5	58,58%
	>	HUNGRÍA	129,5										0	129,5	129,5	0,00%
	>	PAÍSES BAJOS	311,8										311,8	0	311,8	100,00%
	>	ALEMANIA	313,4										313,4	0	313,4	100,00%
BULGARIA	>	LUXEMBURGO	38										0	38	38	0,00%
	>	FRANCIA	640	230									0	870	870	0,00%
	>	REINO UNIDO	803,4										803,4	0	803,4	100,00%
	>	GRECIA	108										108	0	108	100,00%
REP. CHECA	>	ALEMANIA	5,5	198,3	903,7								198,3	909,2	1107,5	17,91%
	>	ESLOVAQUIA	696,5	99									0	795,5	795,5	0,00%
	>	POLONIA	28,1										0	28,1	28,1	0,00%
DINAMARCA	>	ALEMANIA	32,7										0	32,7	32,7	0,00%
	>	SUECIA	88										0	88	88	0,00%
ESLOVAQUIA	>	REP. CHECA	520	77									520	77	597	87,10%
	>	AUSTRIA	1539,2	175									175	1539,2	1714,2	10,21%
	>	HUNGRÍA	126,9										126,9	0	126,9	100,00%
ESLOVENIA	>	CROACIA	53										0	53	53	0,00%
	>	ITALIA	21,4										21,4	0	21,4	100,00%
ESPAÑA	>	FRANCIA	170										170	0	170	100,00%
	>	PORTUGAL	144										144	0	144	100,00%
FRANCIA	>	ESPAÑA	165										165	0	165	100,00%
	>	SUIZA	233	41									0	274	274	0,00%
GRECIA	>	BULGARIA	10,4										10,4	0	10,4	100,00%
HUNGRÍA	>	RUMANÍA	51,1										51,1	0	51,1	100,00%
	>	CROACIA	76										0	76	76	0,00%
	>	ESLOVAQUIA	50,8										50,8	0	50,8	100,00%
ITALIA	>	ESLOVENIA	28										28	0	28	100,00%
	>	AUSTRIA	192,2										192,2	0	192,2	100,00%
LETONIA	>	ESTONIA	71										0	71	71	0,00%
	>	LITUANIA	65										65	0	65	100,00%
LITUANIA	>	LETONIA	67,4										67,4	0	67,4	100,00%
PAÍSES BAJOS	>	BÉLGICA	376,1	18,8	613,1	297,1							376,1	929	1305,1	28,82%
	>	ALEMANIA	407,6	487,2	199,6	37,5	178,2	1100,5	6	296			1612,2	1100,4	2712,6	59,43%
	>	REINO UNIDO	494										494	0	494	100,00%
POLONIA	>	ALEMANIA	931										931	0	931	100,00%
PORTUGAL	>	ESPAÑA	80										80	0	80	100,00%
REINO UNIDO	>	BÉLGICA	630,1										630,1	0	630,1	100,00%
	>	IRLANDA	342										0	342	342	0,00%
RUMANÍA	>	BULGARIA	754,4										0	754,4	754,4	0,00%
	>	HUNGRÍA	2,5										2,5	0	2,5	100,00%
SUIZA	>	ITALIA	620,6										0	620,6	620,6	0,00%
TOTAL											9777	11039,4	20816,4	46,97%		

PUNTOS INTERCAMBIO TRANSFRONTERIZOS 2019

De	>	A	Capacidad técnica (GWh/día)								Bidireccional	Unidireccional	Total	%Bidireccional	
			Punto 1	Punto 2	Punto 3	Punto 4	Punto 5	Punto 6	Punto 7	Punto 8					
ALEMANIA	>	BÉLGICA	400,5									400,5	0	400,5	100,00%
	>	LUXEMBURGO	38,4									0	38,4	38,4	0,00%
	>	PAÍSES BAJOS	93,6	570,9								570,9	93,6	664,5	85,91%
	>	AUSTRIA	199,4	114	5,4	267,8	25,4					313,4	298,6	612	51,21%
	>	FRANCIA	605,7									0	605,7	605,7	0,00%
	>	POLONIA	184,8	48,7								233,5	0	233,5	100,00%
	>	REP. CHECA	287,7	95	951,9	72,2						0	1406,8	1406,8	0,00%
	>	SUIZA	317,9	8,8								317,9	8,8	326,7	97,31%
AUSTRIA	>	DINAMARCA	166,5									166,5	0	166,5	100,00%
	>	ALEMANIA	159,9	174,6	1	299,9						334,5	300,9	635,4	52,64%
	>	ESLOVENIA	112,5									0	112,5	112,5	0,00%
	>	ITALIA	1148,8									0	1148,8	1148,8	0,00%
	>	ESLOVAQUIA	246,5	138,3								246,5	138,3	384,8	64,06%
BÉLGICA	>	HUNGRÍA	153,1									0	153,1	153,1	0,00%
	>	PAÍSES BAJOS	393									393	0	393	100,00%
	>	ALEMANIA	289,5									289,5	0	289,5	100,00%
	>	LUXEMBURGO	48,8									0	48,8	48,8	0,00%
BULGARIA	>	FRANCIA	230	620								620	230	850	72,94%
	>	REINO UNIDO	803,4									803,4	0	803,4	100,00%
	>	GRECIA	117,1									117,1	0	117,1	100,00%
REP. CHECA	>	RUMANÍA	7,9									0	7,9	7,9	0,00%
	>	ALEMANIA	14,9	906,9	183,4							0	1105,2	1105,2	0,00%
	>	ESLOVAQUIA	913,7	95,6								913,7	95,6	1009,3	90,53%
CROACIA	>	POLONIA	28									0	28	28	0,00%
	>	ESLOVENIA	7,7									0	7,7	7,7	0,00%
DINAMARCA	>	ALEMANIA	91									91	0	91	100,00%
ESLOVAQUIA	>	REP. CHECA	400,4	74,3								400,4	74,3	474,7	84,35%
	>	AUSTRIA	1570,4	138,3								0	1708,7	1708,7	0,00%
	>	HUNGRÍA	127									0	127	127	0,00%
ESLOVENIA	>	CROACIA	53,7									0	53,7	53,7	0,00%
	>	ITALIA	21,4									21,4	0	21,4	100,00%
ESPAÑA	>	FRANCIA	224,4									224,4	0	224,4	100,00%
	>	PORTUGAL	144									144	0	144	100,00%
FRANCIA	>	ESPAÑA	165									165	0	165	100,00%
	>	SUIZA	223	37,4								223	37,4	260,4	85,64%
	>	BÉLGICA	270									270	0	270	100,00%
GRECIA	>	BULGARIA	46,5									46,5	0	46,5	100,00%
	>	RUMANÍA	52,1									0	52,1	52,1	0,00%
HUNGRÍA	>	CROACIA	78,3									0	78,3	78,3	0,00%
	>	ESLOVENIA	28,3									28,3	0	28,3	100,00%
ITALIA	>	AUSTRIA	193,3									0	193,3	193,3	0,00%
	>	SUIZA	428,5									428,5	0	428,5	100,00%
	>	ESTONIA	63									0	63	63	0,00%
LETONIA	>	LITUANIA	65,1									65,1	0	65,1	100,00%
	>	LETONIA	67,6									67,6	0	67,6	100,00%
PAÍSES BAJOS	>	BÉLGICA	407	47	642	340,8						407	1029,8	1436,8	28,33%
	>	ALEMANIA	400,9	327,6	178,6	72	168,7	386,6	1,9	4,7		386,6	1154,4	1541	25,09%
POLONIA	>	ALEMANIA	931,5	0,1								931,5	0,1	931,6	99,99%
PORTUGAL	>	ESPAÑA	80									80	0	80	100,00%
REINO UNIDO	>	BÉLGICA	651,7									651,7	0	651,7	100,00%
	>	IRLANDA	476,2									0	476,2	476,2	0,00%
RUMANÍA	>	BULGARIA	728,9	1,6								0	730,5	730,5	0,00%
	>	HUNGRÍA	2,5									0	2,5	2,5	0,00%
SUIZA	>	ITALIA	635,4									635,4	0	635,4	100,00%
	>	ALEMANIA	172,8									172,8	0	172,8	100,00%
	>	FRANCIA	100									100	0	100	100,00%
TOTAL											9257,9	9158,1	18416	50,27%	