

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE APRUEBA EL PLAN DE ACTUACIÓN INVERNAL PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA GASISTA

Expediente INF/DE/195/17

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo.

En Madrid, a 14 de noviembre de 2017

En el ejercicio de la función establecida en el apartado 35 del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda emitir el siguiente informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEM), por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista.

1. Antecedentes

En fecha 6 de octubre de 2017, tuvo entrada en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC) la Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se establece el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista, solicitando informe preceptivo con carácter de urgencia, en virtud de las funciones atribuidas a esta Comisión.

Dicha propuesta sucede a la Resolución de 8 de octubre de 2013, de la DGPEM, por la que se aprueba el plan de actuación invernal para la operación del sistema gasista, publicada en el BOE de 11 de octubre de 2013.

En fecha 11 de octubre de 2017, la propuesta de Resolución remitida por la DGPEM se envió para comentarios del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, habiéndose recibido las observaciones de los sujetos y con el detalle que se anexan a este informe.

2. Normativa aplicable

Las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante NGTS), aprobadas por la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, contemplan, en el capítulo 9.2 sobre Operación Normal del Sistema, la realización de un Plan de Actuación Invernal, con el objeto de garantizar el suministro:

“El Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el resto de sujetos implicados, elaborará un plan de actuación invernal con objeto de garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico/comercial y de repentinas olas de frío.

Dicho plan podrá contemplar entre otras medidas:

- 1. Reserva de capacidad de entrada en las conexiones con gasoductos internacionales.*
- 2. Fijación de cantidades de existencias mínimas de seguridad a mantener en tanques de gas natural licuado y almacenamientos subterráneos.*

El detalle del plan de actuación será aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas y publicado antes del 15 de octubre de cada año.”

3. Medidas propuestas en el Plan de Actuación Invernal

La propuesta de la DGPEM aprueba un Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista, cuya aplicación estará vigente desde el 1 de noviembre de cada año hasta el 31 de marzo del año siguiente. El propio Plan indica que su finalidad es *“ paliar posibles incrementos de demanda o restricciones de oferta de gas por situaciones sobrevenidas ”*. La propuesta autoriza al Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS) a reducir la duración del periodo de aplicación del Plan de Actuación Invernal o a aplicar obligaciones menos restrictivas.

Previamente al establecimiento de las reglas contenidas en el Plan, la propuesta define los siguientes términos empleados en las mismas:

- Temperatura significativa del sistema gasista, como la establecida cada día por el GTS sobre la base de una combinación de varios observatorios peninsulares preseleccionados para los que la Agencia Estatal de Meteorología facilita valores reales y previsiones de temperaturas medias para 10 días.
- Frío intenso, como situación en la que la temperatura es 10°C inferior a la temperatura significativa para el periodo (“d”, “d+2”).
- Ola de frío, como situación en la que la temperatura significativa está incluida en valores inferiores a una banda de fluctuación durante al menos tres días consecutivos, o cuando Protección Civil declare alerta por fenómenos meteorológicos.
- Curva de referencia de temperaturas, como la curva calculada por el GTS

que representa la temperatura media de los 15 días anteriores y posteriores a cada día, registrada durante los últimos 10 años. La banda de fluctuación estará constituida por las temperaturas que no difieran de la curva de referencia en más de 3,5°C.

- Reserva invernal, como las existencias mínimas a almacenar por los usuarios en los tanques de las plantas de regasificación.

Las reglas del nuevo Plan de Actuación Invernal propuesto son las siguientes:

1. El GTS comunicará a cada usuario el nivel mínimo de reserva invernal que debe mantener antes del 1 de octubre. Los usuarios dispondrán de dos días para hacer observaciones.
2. Cada usuario deberá mantener unas reservas mínimas de gas que calculará el GTS en función de lo siguiente:
 - a) El consumo doméstico, para lo que se multiplicará el número de clientes del usuario en cada escalón de peaje del grupo 3, a fecha 5 de septiembre, por el coeficiente de reserva unitario que se indica en el anejo del Plan. Los usuarios comunicarán al GTS los clientes en cada escalón antes del 20 de septiembre. El GTS podrá recabar información de la CNMC para confirmar la información del usuario.
 - b) El consumo de generación eléctrica, para lo que se multiplicará la potencia en bornes de las centrales por el coeficiente de reserva unitario que se indica en el anejo del Plan. Igualmente, los usuarios deben comunicar al GTS, antes del 20 de septiembre, el número de centrales a las que va a suministrar, la fecha de inicio y fin del contrato de suministro y la potencia de las centrales. Si una central está suministrada por más de un usuario, las obligaciones de mantenimiento de existencias se repartirán entre ellos. Asimismo, si los contratos de suministro a la central cambian durante el periodo de vigencia del Plan, debe comunicarse el cambio al GTS con 5 días de antelación, para que el GTS recalculé las obligaciones de mantenimiento de existencias.
 - c) La reserva de capacidad firme de entrada a la red de transporte de duración superior a un día. A este respecto, los usuarios deben mantener existencias equivalentes a dos días de la capacidad contratada.
3. No tendrán obligación de mantener existencias los usuarios cuyas obligaciones sean inferiores a 15 GWh.

Las reservas mínimas de existencias estarán localizadas como GNL en las plantas de regasificación o en barcos situados en aguas territoriales, y se podrán arrendar a un tercero o contratar su suministro con un tercero.

Las existencias se podrán movilizar una vez el GTS haya publicado una nota de operación de movilización para ello. La nota podrá estar motivada, entre otras causas, por:

- una declaración de ola de frío
- un incremento extraordinario de demanda de gas para generación eléctrica motivada, entre otras causas, por paradas no programadas de centrales, aumento de exportaciones de electricidad a países vecinos u otra causa que pudiera ocasionar un menoscabo de la seguridad de suministro eléctrico
- la declaración de fuerza mayor de un aprovisionador
- incidencias en infraestructuras de gas que impacten en la capacidad de importación de gas

En su nota, el GTS indicará el porcentaje de existencias a movilizar por cada usuario y el periodo temporal para ello. Una vez finalizado el periodo, el usuario dispondrá de 15 días para reponer las existencias empleadas.

El GTS será responsable también de supervisar diariamente el cumplimiento del Plan Invernal, informando a la DGPEM. Además, podrá declarar Situación de Operación Excepcional (en adelante, SOE) si detectase incumplimientos que pusieran en riesgo la seguridad del sistema. Asimismo, comunicará a la DGPEM y a la CNMC los incumplimientos del Plan, que tendrán consideración de falta grave o muy grave según la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos.

El GTS tendrá la obligación de informar a los usuarios de la previsión de demanda punta convencional total del sistema, distinguiendo entre emisión y cisternas, en caso de ola de frío o frío intenso.

Por otro lado, el Plan Invernal propuesto amplía la fase de inyección en los almacenamientos subterráneos del ejercicio 2017-2018 hasta el 30 de noviembre de 2017, y pospone la posibilidad de contratación de productos diarios de almacenamiento, inyección y extracción en estas instalaciones, sin indicar una fecha concreta.

Finalmente, en el anejo del Plan de Actuación Invernal se calculan, para cada escalón del grupo de peaje 3 en función del consumo y número de clientes promedio, y para las centrales de generación eléctrica en función de la potencia instalada y la reserva invernal, los coeficientes de reserva unitario, que para las centrales se denomina reserva invernal unitaria.

Se prevé que el Plan surta efectos a partir del día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado (en adelante, BOE).

Actualmente, el Plan Invernal en vigor, contiene dos reglas. La primera exige a los comercializadores, siempre que se estime que exista riesgo para la seguridad del sistema, disponer en todo momento un mínimo de GNL almacenado en planta equivalente a dos días de su capacidad total de

regasificación y carga de cisternas contratada en el conjunto de las plantas; asimismo, esta regla obliga a disponer de dos días equivalentes a la capacidad de entrada contratada en las conexiones internacionales, situada en almacenamientos subterráneos y/o plantas. La segunda requiere a los comercializadores tener disponible los recursos suficientes para cubrir su demanda del grupo de peajes 3 en caso de ola de frío.

4. Consideraciones de la CNMC

4.1 Sobre la necesidad del Plan de Actuación Invernal

4.1.1 Sobre el contexto actual del mercado gasista español

La Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, prevé la aprobación de un Plan de Actuación Invernal a través de una Resolución de la DGPEM. Sin embargo, habida cuenta de que en el contexto actual se dispone de suficientes herramientas de mercado, no se justifica la necesidad de mantener un Plan de Actuación Invernal que garantice el suministro de gas en invierno, con obligaciones adicionales de mantenimiento de reservas durante cinco meses. Tampoco se evalúa el coste del plan, que en último término podría encarecer el suministro de gas para los clientes finales.

Por un lado, en el sistema gasista español siempre ha existido la obligación de mantener reservas estratégicas, de forma permanente, según se establece en el RD 1716/2004¹.

Por otro lado, el marco normativo actual ha evolucionado conforme a la regulación europea², promoviendo el establecimiento de mecanismos de mercado como instrumento central en la consecución de un mercado europeo de gas competitivo, evitando en la medida de lo posible medidas intervencionistas, salvo que exista prueba evidente de un fallo de mercado. En particular, el Reglamento Europeo de seguridad de suministro identifica las reservas operativas como solución posible para garantizar la seguridad de suministro, siempre que se identifique un fallo de mercado.

Los comercializadores que operan en el mercado español, como responsables de garantizar el suministro de sus clientes, de acuerdo con la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, cuentan ahora con abundantes instrumentos para hacer frente a una demanda sobrevenida, con independencia de su causa:

- Posibilidad de almacenar gas en almacenamientos subterráneos y plantas de regasificación de GNL

¹ 20 días del consumo firme suministrado

² Directiva 2009/73/CE, Reglamento (CE) nº 715/2009, Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) nº 994/2010.

- Posibilidad de comprar gas en los mercados internacionales (en particular GNL), en el mercado organizado (MIBGAS) o en otros mercados adyacentes aumentando las importaciones
- Posibilidad de incrementar la contratación de capacidad, en el muy corto plazo, en cualquier infraestructura para modificar su forma de aprovisionamiento

Finalmente, en el caso de que los comercializadores no atendiesen la demanda existen medidas adicionales; por una parte el papel del GTS como garante del balance del sistema y por otro un régimen sancionador que desincentiva el que los sujetos no cumplan con sus obligaciones de suministro.

A continuación, se describe la regulación que facilita las opciones de las que disponen los comercializadores:

a) El acceso a corto plazo a la capacidad

El acceso a la contratación de capacidad de las infraestructuras a corto plazo posibilita que los usuarios contraten la capacidad adicional que les permita atender su suministro cuando lo necesiten por situaciones sobrevenidas de incrementos no esperados de su demanda.

A este respecto, existen mecanismos de gestión de congestiones en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, cuya finalidad es maximizar la oferta de capacidad y su uso, ofreciendo de nuevo al mercado la capacidad que está contratada pero que no se usa.

En segundo lugar, los mecanismos de asignación de capacidad tanto en conexiones internacionales por gasoducto con Europa (Circular 1/2014) como en el resto de infraestructuras (Real Decreto 984/2015) con productos de capacidad estandarizados (oferta de capacidad, anual, trimestral, mensual diaria e intradiaria) contempla la reserva de capacidad para su oferta a corto plazo.

b) Las normas de balance

El acceso a la capacidad no es suficiente para asegurar el suministro; es necesario además que los comercializadores dispongan del gas para atender el consumo de sus clientes. Esto se garantiza a través de la asignación clara de responsabilidades sobre el balance de gas de cada comercializador en la red de transporte y el establecimiento para ello de incentivos basados en el mercado.

Así, conforme a las obligaciones impuestas por la Circular 2/2015 de la CNMC³ sobre el balance en la red de transporte, los usuarios deben asumir la responsabilidad de equilibrar sus entradas y salidas (demanda) en la red

³ Desarrollada para la implementación del Reglamento (UE) nº 312/2014

de gasoductos, para lo que se les facilita instrumentos como la flexibilidad en las nominaciones/renominaciones y la comunicación de información sobre la demanda esperada, de forma que los usuarios puedan gestionar sus riesgos de forma eficiente económicamente. Además, se implementan recargos (sobrecostes) basados en el precio del mercado organizado para aquellos usuarios que acaben el día de gas desbalanceados, que se aplican en función de la cantidad de gas en desbalance. Estos incentivos han promovido que los usuarios realicen sus mayores esfuerzos por predecir y atender correctamente su demanda.

Además, la Circular de Balance posibilita una total trazabilidad de los posibles incumplimientos de los comercializadores que puedan dejar de aportar el gas necesario para cubrir su demanda.

También, de forma subsidiaria, como se explica en más detalle en el apartado 6.3, el GTS puede adquirir gas en el mercado organizado en caso de que haya déficit de gas en el sistema, cuyo coste es imputado a los comercializadores según sus desbalances.

c) El mercado mayorista de gas

La existencia de un mercado mayorista de gas con reglas de funcionamiento claras y transparentes facilita y promueve las operaciones de compraventa de gas cuando los usuarios lo necesitan para atender su demanda, ofreciendo señales de precio y asegurando el suministro.

En España, el 16 de diciembre de 2015, comenzó a operar el mercado organizado del gas (MIBGAS). Desde entonces MIBGAS ha ido creciendo progresivamente en liquidez y competencia. Este mercado es empleado por los usuarios fundamentalmente para gestionar sus existencias de gas y su balance y adaptarse a las variaciones de demanda o de aprovisionamientos.

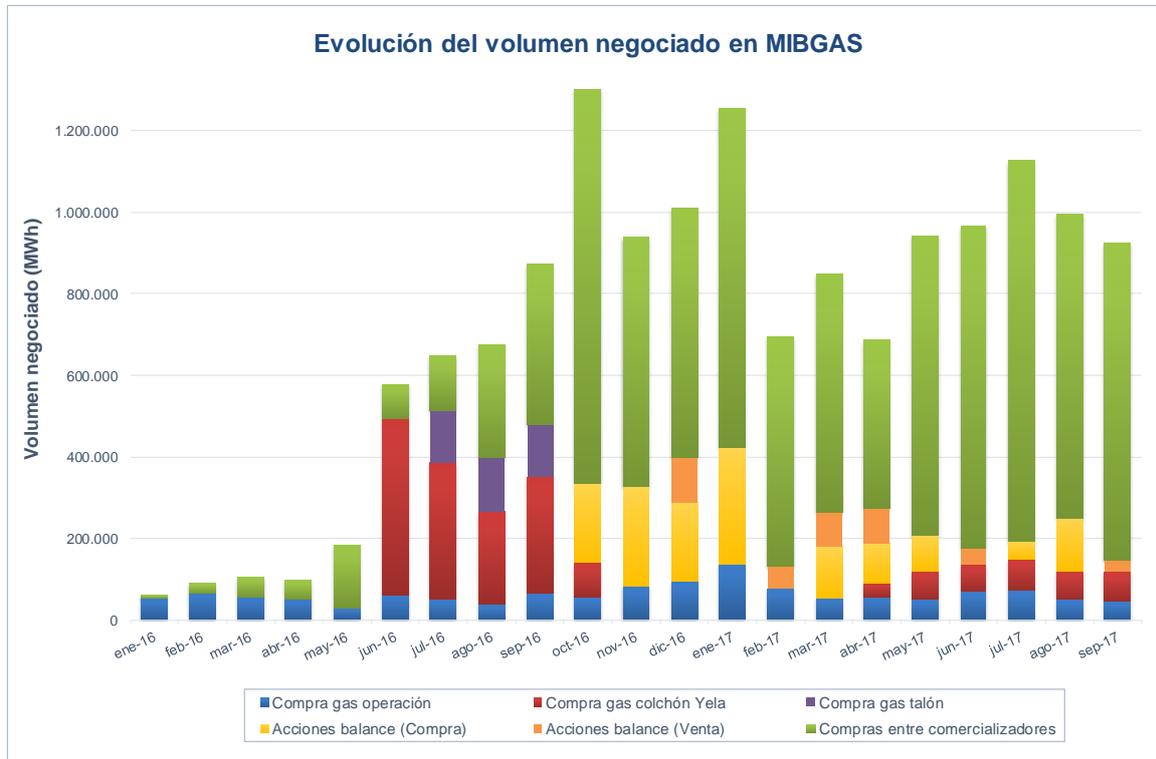


Figura 1: Evolución del volumen de gas negociado en MIBGAS. Fuente: MIBGAS y CNMC.

4.1.2 Sobre el contexto europeo en relación a este tipo de obligaciones

Un Plan de Actuación Invernal que obligue a almacenar GNL con carácter adicional a las obligaciones de almacenamiento subterráneo es una medida que no se emplea en el resto de países de la Unión Europea.

Incluso en países como Francia, donde la diferencia de consumo en los meses de invierno es considerablemente superior al consumo en verano (en 2016, el consumo en Francia en diciembre fue un 291% superior al mes de agosto, mientras que en España esta relación no superó el 40%), no se obliga a los usuarios a mantener simultáneamente existencias estratégicas y operativas.

Otros países con climatología similar a España, como Italia o Portugal, en 2016 presentan diferencias entre el mes de mayor consumo y el de menor de 165% y 64% respectivamente, también superior a la diferencia en España (40%), y tampoco consideran almacenar GNL para los meses de mayor consumo.

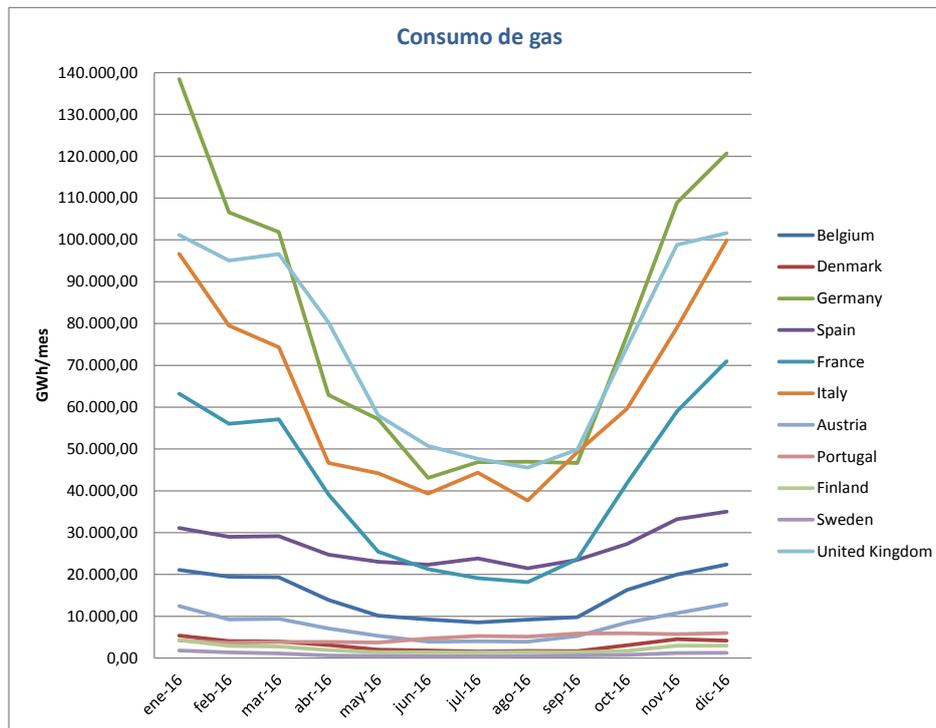


Figura 2: Consumo de gas natural en varios países europeos. Fuente: Eurostat y CNMC.

En consecuencia, en una situación en el que cada comercializador es responsable de disponer del gas suficiente para atender la demanda de sus clientes y existe un mercado de gas en el que abastecerse cuando lo requiere, parece que la existencia de un Plan de Actuación Invernal ha dejado de ser necesario como indica [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]. El Plan interfiere en la obligación, pero también en el derecho, de los comercializadores a decidir la estrategia y gestión de su aprovisionamiento, tal como señalan [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

Actualmente, los comercializadores tienen incentivos importantes para garantizar la continuidad del suministro de los clientes, ya que en caso contrario pueden afrontar importantes perjuicios económicos en forma de recargos por infrautilización y pérdida de contratos, y por desbalances.

Por otra parte, constituye una barrera importante para el correcto funcionamiento y el desarrollo de un mercado organizado seguro, líquido y competitivo, ya que disminuye la necesidad de acudir al mismo, reduciendo su liquidez y distorsionando la señal de precios⁴, como señalan también los comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL].

⁴ «The drawback of storage obligations is that they may distort price signals and the economic valuation of storage based, among other things, on seasonal price spreads in wholesale markets. [...] According to some stakeholders, storage obligations could act as a barrier to entry for new market players, perpetuate market concentration or stifle competition. They could also reduce the market value of storage, which may have a negative impact on security of supply.» pagina 25 del Informe del Consejo de Reguladores Europeos de Energía (CEER) «CEER final vision on regulatory arrangements for the gas storage market», de mayo de 2015.

Por tanto, tal como señalan **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, y en línea con la política energética europea sobre el gas natural, esta Sala considera que los mecanismos de mercado son el medio más eficaz para asegurar suficientes suministros en época de necesidad, para lo cual lo que resulta realmente esencial es disponer de un marco regulatorio que garantice el correcto funcionamiento del mercado.

4.1.3 Sobre la coherencia con otras obligaciones para la seguridad del suministro

Otro aspecto a considerar a la hora de evaluar la necesidad de un Plan de Actuación invernal es la existencia de normativa adicional en relación con la seguridad de suministro.

A día de hoy⁵, los usuarios (comercializadores y consumidores directos en mercado) del sistema gasista español deben mantener a lo largo de todo el año natural unas existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico equivalentes a 20 días de ventas o consumos firmes en el año natural anterior, que deben ser mantenidas en los almacenamientos subterráneos. La movilización de las existencias mínimas de seguridad de gas natural corresponde exclusivamente al Gobierno. El mantenimiento de estas existencias estratégicas supone un coste hundido para el usuario; al coste financiero del gas almacenado se le ha de añadir el coste de la capacidad de almacenamiento.

A este coste hay que sumar el correspondiente a las obligaciones de diversificación de aprovisionamientos: cuando los suministros de gas natural a España procedentes de un mismo país de origen superen el 50%, los usuarios con una cuota de aprovisionamientos anual superior al 7% deberán diversificar su cartera.

Además, en Europa, son pocos los países europeos que tienen obligación de mantener existencias estratégicas en los almacenamientos subterráneos⁶:

	Almacenamiento operativo TWh	Almacenamiento estratégico TWh	% respecto al consumo en 2013
Bélgica	2,6	0	9
República Checa	2,3	0	3
Dinamarca	0	2,3	5
España	0	16,5	5
Francia	85	0	18

⁵ La Orden ITC/3128/2011 recoge la última actualización de la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de gas natural de carácter estratégico, establecidas en el artículo 17.1 del Real Decreto 1716/2004.

⁶ Las existencias estratégicas son las que han de mantenerse conforme a la regulación y se liberan cuando la Administración así lo establece. Las existencias operativas son las que han de mantenerse conforme a la regulación (normalmente desde el 1 de octubre) y pueden ser usadas por los comercializadores durante el invierno.

Hungría	19,54	8,74	31
Italia	0	44,94	7
Polonia	9,5	0	5

Figura 3: Obligaciones de almacenamiento en Europa. Fuente: Follow-up study to the LNG and storage strategy 2017. Dirección General de Energía, Comisión Europea.

Durante el segundo trimestre de 2017, España se encontraba entre los países con un mayor nivel de llenado de estas instalaciones, el segundo después de Italia.

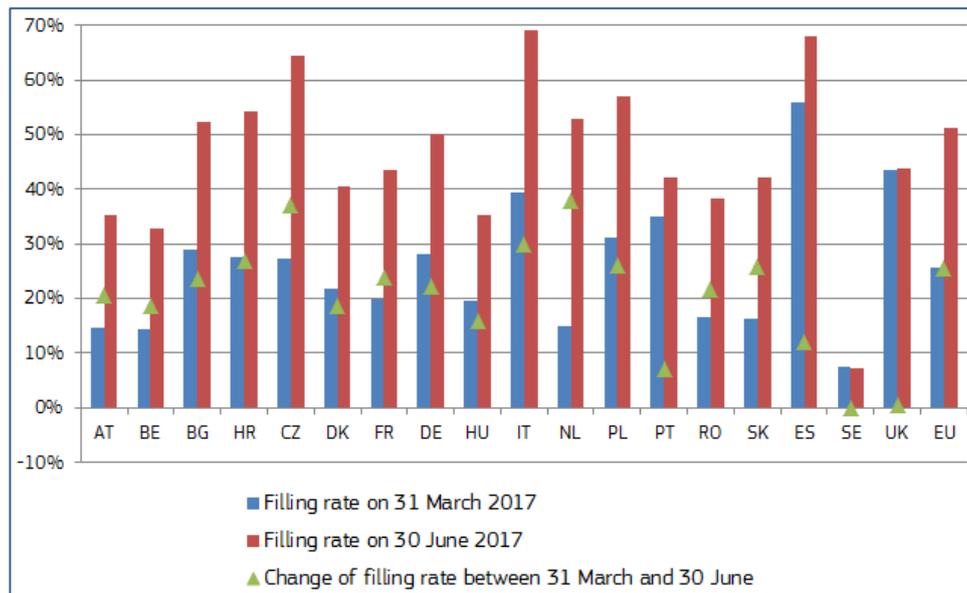


Figura 4: Nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos en varios países europeos en el primer semestre de 2017. Fuente: Eurostat y CNMC. Informe trimestral sobre los mercados de gas europeos. Dirección General de Energía, Comisión Europea.

Teniendo esto en cuenta, la aprobación del Plan de Actuación Invernal presentado, que impone obligaciones de mantenimiento de existencias adicionales a las ya existentes, en este caso de GNL, podría generar a los usuarios sobrecostes en gas y en capacidad. Estos costes se trasladan al consumidor final.

Adicionalmente, España ya se presenta como el segundo país más caro de Europa en el suministro al cliente doméstico durante el segundo trimestre de 2017.

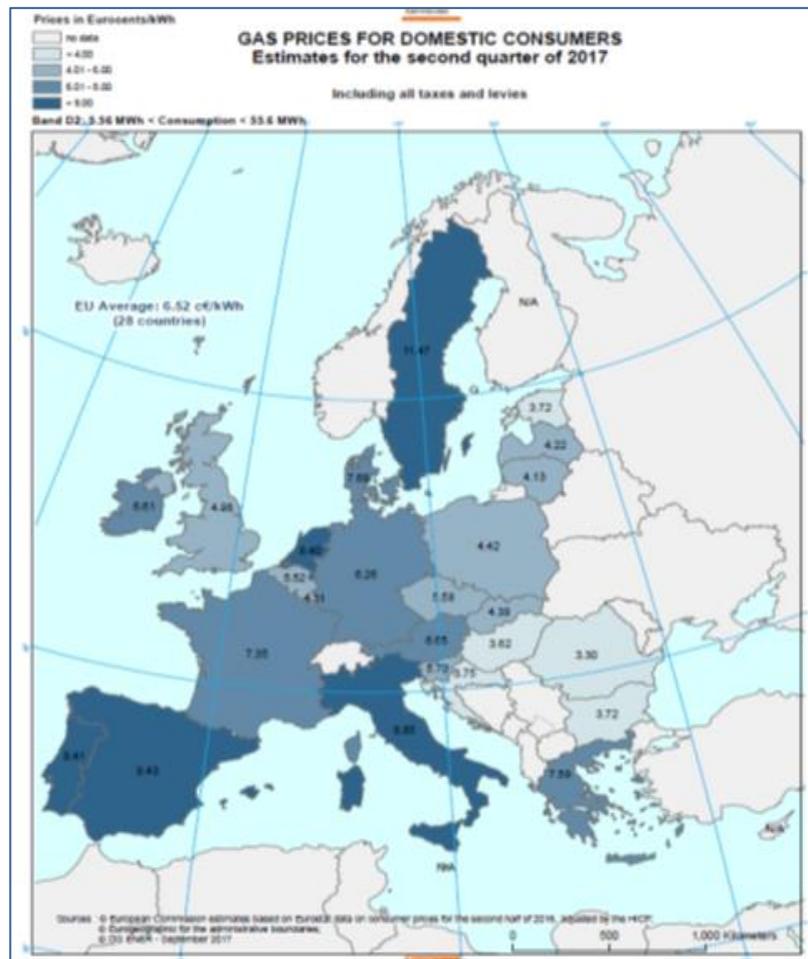


Figura 5: Estimación de precios de venta de gas a cliente final para consumidores domésticos en el segundo trimestre de 2017. Fuente: Informe trimestral sobre los mercados de gas europeos. Dirección General de Energía, Comisión Europea.

Por otra parte, si se tiene en cuenta lo dispuesto en el Plan de Acción Preventivo (PAP) del sistema gasista español, aprobado por Resolución⁷ de la DGPEM, de 5 de octubre de 2015 que define la metodología a seguir en caso de situación de alerta temprana, alerta y emergencia, obligando a emplear medidas de mercado para asegurar el suministro en los dos primeros casos, y permitiendo el empleo de otras medidas solo en caso de emergencia, y siempre y cuando las medidas de mercado se hayan aplicado con anterioridad y no han resultado suficientes, resulta poco justificado el Plan Invernal.

En conclusión, se recomienda abordar los aspectos sobre la seguridad de suministro de forma integral, en todos sus ámbitos, para evitar costes adicionales y la aplicación de medidas no proporcionadas. Se podría, por ejemplo, estudiar la posibilidad de agilizar la movilización de parte de las existencias estratégicas cuando fuera necesario sin que adquirieran por ello carácter operativo, tal como manifiesta **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN**

⁷ En cumplimiento del Reglamento (UE) nº 944/2010.

CONFIDENCIAL], o redefinir las existencias estratégicas y operativas de forma permanente.

4.1.4 Sobre las herramientas adicionales del GTS para garantizar la seguridad del suministro

La normativa actual dota de herramientas suficientes para gestionar un posible incremento excesivo de la demanda de gas no esperado:

1. El GTS realiza numerosas previsiones de oferta y demanda en los diversos horizontes temporales, como por ejemplo, los planes de operación mensuales con detalle diario y actualización al menos dos veces al día, suministrando esta información a los usuarios del sistema gasista. Asimismo, prevé posibles eventualidades y restricciones que puedan afectar al suministro.
2. La Normas de Gestión Técnica del Sistema establecen distintas situaciones de operación del sistema gasista⁸.

En cada uno de los casos de Situación Operación Excepcional SOE se capacita al GTS para adoptar una serie de medidas que permitan reconducir al sistema a la situación de operación normal o a aminorar los efectos de la SOE. Será el GTS el encargado de declarar la SOE antes de aplicar las medidas que considere necesarias. El apartado 10.2 de la NGTS indica que las SOE vendrán normalmente ocasionadas, entre otros motivos, *“por un fuerte incremento imprevisible en el consumo”*.

El propio Plan de Actuación Invernal propuesto hace empleo de la declaración de SOE cuando el GTS estime que existe un riesgo para la seguridad del sistema por incumplimientos del Plan.

3. La Circular 2/2015 de la CNMC, por la que se aprueban las normas de balance en transporte, permite al GTS realizar acciones de balance para el día de gas con vistas a mantener la red de transporte dentro de las condiciones de operación normal. Para ello, define como acciones de balance la compraventa de productos normalizados en MIBGAS (compraventa de gas en PVB o en entradas concretas de la red de transporte) y los servicios de balance (servicios para compensar las fluctuaciones a corto plazo en la oferta o demanda de gas y que no es un producto normalizado)

⁸Operación normal, cuando las variables básicas de control del sistema estén dentro de los rangos normales de operación.

Operación excepcional (SOE), cuando se prevé que no se cumplan cualesquiera de los parámetros que definen la operación normal, pero que no requieren la declaración de situación de emergencia. En función de su gravedad, se pueden declarar tres niveles de SOE (0, 1 y 2).

Emergencia, cuando la escasez de suministro de gas pueda hacer necesario el uso de reservas estratégicas o pueda estar amenazada la seguridad de personas, aparatos o instalaciones o la integridad de la red.

La existencia de todos estos instrumentos, la mayoría ya empleados por el GTS, confirmaría que el Plan de Actuación Invernal es una medida no necesaria para garantizar la seguridad de suministro.

4.2 Sobre las disposiciones contenidas en el Plan de Actuación Invernal

4.2.1 Sobre los usuarios responsables de mantener existencias invernales

La propuesta, en su apartado tercero, obliga a mantener existencias adicionales de GNL a los “usuarios”, sin indicar qué debe entenderse como tal ni hacer referencia a ninguna normativa donde se encuentre la definición de usuario, conforme a lo señalado por **INICIO CONFIDENCIAL** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

No obstante, de las reglas establecidas para que el GTS calcule las obligaciones de mantenimiento de existencias de los usuarios, se deduce que la obligación afecta a:

- Comercializadores con clientes en el grupo 3 de peajes, que corresponden a clientes doméstico-comerciales.
- Comercializadores que suministran a centrales de generación eléctrica.
- Comercializadores y consumidores directos en mercado que han contratado capacidad firme de entrada a la red de transporte de duración superior a un día.

El Plan de Actuación invernal no aporta ninguna justificación sobre quién debe constituir las reservas en invierno. Además, como opinan miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, como **INICIO CONFIDENCIAL** **[FIN CONFIDENCIAL]**, establecer obligaciones solo con respecto al grupo de peajes 3 discrimina a los comercializadores que suministran a estos clientes frente a los que suministran al grupo 1 y 2.

Asimismo, supone duplicar obligaciones para aquellos comercializadores que además de consumidores del grupo 3 de peajes tienen capacidad de entrada a la red contratada para suministrar a sus clientes, en línea con los comentarios de **INICIO CONFIDENCIAL** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

Por otra parte, resulta cuestionable la obligación de mantener existencias operativas para el consumo de generación eléctrica de los ciclos combinados cuando éstos pueden disponer de un combustible alternativo, que le permitiría funcionar en caso de restricciones en el suministro de gas, para garantizar la potencia instalada. También podría suponer una desventaja competitiva para estas tecnologías con respecto a otras, en línea con lo señalado, por ejemplo, por **INICIO CONFIDENCIAL** **[FIN CONFIDENCIAL]**

4.2.2 Sobre el cálculo de las existencias mínimas a mantener por los usuarios

Aunque la finalidad del Plan es “*paliar posibles incrementos de demanda o restricciones de oferta de gas natural por situaciones sobrevenidas*”, como se cita en su apartado primero.2, el Plan no se acompaña de una cuantificación de los posibles incrementos de demanda inesperada o por situaciones sobrevenidas que justifiquen su necesidad. Un miembro del Consejo Consultivo de Hidrocarburos (**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**) calcula que las exigencias del Plan van a suponer almacenar unos 3.600 GWh, lo que supera las necesidades que habían sido estimadas y propuestas por el GTS (2.300-3.000 GWh).

La finalidad del Plan Invernal, según las NGTS es “*garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico/comercial y de repentinas olas de frío*”. Aparentemente el Plan Invernal estaría destinado a cubrir la estacionalidad del mercado doméstico/comercial y no parece comprender la generación eléctrica.

De acuerdo con la propuesta, las obligaciones se calcularán de la siguiente forma:

- Para los usuarios con clientes del grupo 3 de peajes, el GTS multiplicará el coeficiente de reserva unitario publicado en el anejo por el número de clientes del usuario a fecha 15 de septiembre que el usuario tiene en cada escalón del grupo de peaje 3.

A estos efectos, el anejo al Plan contiene la siguiente tabla:

Escalón peaje Grupo 3	Consumo	Cientes promedio	Consumo unitario	Reserva invernal por escalón	Coeficiente de reserva unitario
	MWh	Nº	kWh	GWh	kWh/cliente
3.1	10.329.617,79	4.474.676,53	2.308	190,57	RU1 42,59
3.2	28.067.222,52	3.080.397,67	9.112	517,81	RU2 168,10
3.3	1.395.805,80	23.667,16	58.976	25,75	RU3 1.088,06
3.4	20.867.920,32	46.627,44	447.546	384,99	RU4 8.256,82
3.5	4.383.282,81	265,75	16.493.874	80,87	RU5 304.297,00
	65.043.849,24	7.625.634,55		1.200,00	

Figura 6: Coeficientes de reserva unitaria de clientes del grupo 3 de peajes. Fuente: Propuesta de Resolución que se informa.

Para el cálculo de los coeficientes RU parecen haberse empleado datos de consumo del grupo 3 de todo el año (en 2016 el consumo de este grupo alcanzó los 67,08 GWh⁹), en lugar de emplear solo datos de los meses de invierno. En esta línea, algunos comentarios del Consejo Consultivo de

⁹ «Informe de supervisión del mercado de gas natural en España. Periodo: año 2016», de la CNMC, de fecha 12 de septiembre de 2017.

Hidrocarburos, como los de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** señalan que el consumo del grupo 3.4 considerado es superior al que debería ser.

Una vez definidos el consumo anual y el número de clientes por escalón, la tabla indica el consumo unitario por cliente. Después, establece un valor no explicado de 1.200 GWh para estos clientes lo que equivale al 1,845% del consumo total de todos los clientes en ese escalón. Para el cálculo de los coeficientes RU simplemente se dividen los valores de reserva invernal por escalón entre el número de clientes en cada escalón.

El Plan, como exponen en sus comentarios **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, no justifica la necesidad de reservar 1.200 GWh o un 1,845% del consumo total anual¹⁰, por qué se estima que estos números cubrirían un posible incremento inesperado de la demanda del grupo 3 en el invierno 2017-2018. Tampoco establece ninguna relación con el PAP, que para el invierno 2017-2018 prevé un consumo del grupo 3 durante el mes más frío de 15.220 GWh/mes y para los meses con temperaturas medias invernales de 11.950 GWh/mes.

- Para los usuarios que suministran a centrales de generación eléctrica, el GTS multiplicará la potencia instalada de las centrales atendidas por el usuario por el coeficiente de reserva unitario publicado en el anejo, que se determina conforme a la siguiente tabla:

Potencia instalada	Reserva invernal	Reserva invernal unitaria
MWh	GWh	kWh gas / MWh potencia instalada
30.677	600	19.558,63

Figura 7: Coeficientes de reserva unitaria de centrales de generación eléctrica. Fuente: propuesta de Resolución que se informa.

Mientras que el texto del Plan habla de “coeficientes de reserva unitario”, la tabla lo denomina “reserva invernal unitaria”, lo que puede crear confusión, y además lo mide en kWh gas/MWh de potencia instalada, cuando debería medirse por MW de potencia instalada, como señala **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

En el caso de las centrales de generación, el coeficiente de reserva unitario se calcula dividiendo la potencia instalada por una cantidad de reserva invernal, cuyo valor, 600 GWh, no se justifica. Se desconoce si se ha tenido en consideración, y si es así en qué medida, la posibilidad de cobertura de la demanda eléctrica con otras fuentes de generación. En este sentido van los comentarios de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, ya que se utilizaría la potencia total instalada de generación eléctrica con gas, cuando el porcentaje de participación es muy diferente para las distintas empresas, a lo

¹⁰ Este porcentaje supone disponer de una reserva del orden de siete días del consumo medio por escalón de peaje.

que se suma el hecho que existe amplia capacidad instalada con otras fuentes de generación.

- Para los usuarios que tienen contratada capacidad de entrada a la red de transporte de duración superior a un día, se establece la obligación de mantener existencias equivalentes a dos días de dicha capacidad contratada.

De nuevo, el plan no se acompaña de un cálculo justificativo que clarifique la necesidad de mantener dos días de almacenamiento de GNL, equivalente a la capacidad de entrada contratada. En este sentido, en el cálculo de la obligación debería al menos descontarse la capacidad de entrada que se contrata para tránsito, en línea con los comentarios de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Para terminar, respecto a la aplicación concreta de esta disposición, se echa en falta la indicación de la fecha en la que se considerará la capacidad contratada para el cálculo de las obligaciones, como señala **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, las cuales sí se determinan para las obligaciones asociadas al grupo 3 de peajes y al consumo para generación eléctrica.

En cualquier caso, el Plan debería recoger la obligación de revisar anualmente las tablas del anejo para adaptar los coeficientes de reserva unitarios a los cambios de demanda.

4.2.3 Sobre la forma de constitución de las existencias invernales

La propuesta prevé que las existencias invernales se constituyan como GNL almacenado en las plantas de regasificación o en barcos situados en aguas territoriales. Este GNL podrá ser propiedad del usuario, arrendado a un tercero o contratado a un suministrador.

En primer lugar, debe señalarse que esta disposición interfiere con el derecho de los comercializadores a aprovisionarse mediante diferentes formas de contratación, gestionando sus aprovisionamientos de la manera que le sea más favorable. Por eso, en caso de imponerse la obligación de mantener existencias invernales, debería dejarse al mercado decidir dónde desea mantener dichas existencias. Por ejemplo, muchos miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos (**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**) solicitan que se permita también mantener existencias con AASS, condicionada a que el agente pueda acreditar la disponibilidad de stock (más allá de las existencias de carácter estratégico) y de la capacidad de extracción necesaria para movilizarlas durante un periodo determinado, proponiendo en algún caso los 5 días, que suele ser la duración estándar de una ola de frío.

En segundo lugar, tal como indica **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, se discrimina a los usuarios que solo emplean las conexiones internacionales para aprovisionarse, y se les obliga a contratar buques y

capacidad de regasificación en las plantas de GNL para poder almacenar GNL, lo que les supone serias dificultades operativas y financieras. La repercusión económica es mayor si se tiene en consideración que, con la estandarización de los productos en el sistema gasista derivada del Real Decreto 984/2015, se les obliga a adquirir productos trimestrales y mensuales para cubrir el periodo de noviembre a abril, lo que es más caro debido al coeficiente aplicable a los peajes de estos productos. Asimismo, a falta del desarrollo del citado Real Decreto, actualmente no parece posible contratar almacenamiento de GNL en las plantas separado de la regasificación.

En tercer lugar, almacenar el GNL invernal en las plantas resulta una medida compleja desde el punto de vista operativo, tanto para el usuario como para el GTS. No debe olvidarse que las plantas con una mayor contratación de actividad son las que resultan más atractivas a los usuarios, pues les permite realizar operaciones de compraventa e intercambio de GNL con un mayor número de agentes. Es lógico pensar que los usuarios que ya tengan capacidad contratada en estas plantas pretendan almacenar el GNL en ellas. Sería deseable que las existencias invernales, de conformidad con lo señalado por **[INICIO CONFIDENCIAL [FIN CONFIDENCIAL]**, no interfieran en la operación normal de las plantas. Asimismo, resultaría incongruente que las existencias invernales contasen a efectos del apartado 3.6.1 de la NGTS-03, que penaliza el GNL almacenado por los usuarios por encima de los 15 días de regasificación contratada, buscando evitar una congestión en dichas plantas. Esto es señalado por **[INICIO CONFIDENCIAL [FIN CONFIDENCIAL]**. En concreto, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** recalca que la ubicación de las reservas invernales no debería afectar negativamente a la operación del sistema.

En cuarto lugar, no se entiende la posibilidad de emplear como reservas invernales el GNL en barcos en aguas territoriales. Por un lado, resultan difíciles de computar. Por otro, si lo que se pretende con las reservas invernales es su movilización en el corto plazo, es conveniente señalar que si el GNL todavía está en el buque, el comercializador deberá solicitar hueco para descargar el GNL en la planta y contratar capacidad de regasificación, si no dispusieran de ella, lo que requiere tiempo. De esta manera, es probable que estos usuarios estén en condiciones de usar sus reservas cuando ya no sea necesario.

Finalmente, hubiera sido conveniente que el Plan de Actuación Invernal calculara una estimación de los costes adicionales que puede conllevar sus disposiciones para los distintos tipos de usuarios, analizando la conveniencia de adecuar los peajes de capacidad y/o la tarifa de último recurso, de conformidad con lo que señalan **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

4.2.4 Sobre los criterios para la movilización de las existencias invernales

En relación con las situaciones en las cuales el GTS podrá emitir una nota para el uso de las existencias invernales, debe indicarse que, tal como señalan **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, el Plan no establece un

listado claro de motivos para ello, sino más bien una lista con ejemplos de diversas situaciones. Se autoriza así al GTS a ordenar el uso de las reservas invernales prácticamente ante cualquier situación en la que pueda prever un riesgo para el suministro de gas. La falta de acotación clara de las circunstancias que pueden originar el uso de las reservas invernales genera inseguridad jurídica, ya que podría dar lugar a discrecionalidad en la aplicación de los criterios de movilización, lo que perjudicaría a los usuarios y a todo el sistema gasista.

Además, el riesgo previsto por el GTS para movilizar las existencias podría ser real, o no, según las medidas que los comercializadores hayan adoptado para solventar los escenarios de incremento de demanda. Estas medidas, en general serán desconocidas por el GTS a la hora de decidir sobre la movilización. Por ejemplo, es lógico pensar que los comercializadores tengan planes de actuación previstos para cubrir situaciones en las que puede fallarles un aprovisionador.

En cualquier caso, y en línea con los comentarios de **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**, hay que señalar que no todas las circunstancias citadas por el Plan para movilizar las reservas invernales está dirigida a asegurar el suministro de gas cuando se da un incremento inesperado de demanda por causa invernal, esto es, por situaciones climatológicas adversas. Algunos motivos (quinto 1.c y d) parecen dirigirse más bien a evitar situaciones de precios altos en el mercado organizado, lo podría dar lugar a una medida desproporcionada que distorsione el correcto funcionamiento del mismo. En este sentido, de aprobarse un Plan Invernal, conforme a lo explicado por **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**, el ámbito de uso de las reservas invernales debería limitarse únicamente a situaciones sobrevenidas causadas por olas de frío o frío intenso.

4.2.5 Sobre el seguimiento y control del Plan de Actuación Invernal

Las funciones de supervisión del mantenimiento y correcta movilización de existencias del Plan de Actuación Invernal recaen sobre el GTS que, de acuerdo a la propuesta, está autorizado a declarar SOE-0 (situación de operación excepcional) si, como consecuencia de incumplimientos del Plan, el GTS estima que *“existe un riesgo para la seguridad del sistema y exclusivamente a los efectos de mantener los parámetros de seguridad necesarios”*.

La NGTS-10 ya capacita al GTS para emplear SOE-0 cuando lo estime necesario, sin necesidad de plan invernal alguno, adoptando medidas que permitan reconducir al sistema a la situación de operación normal o a aminorar los efectos de la SOE. Por otra parte, el SOE-0, de acuerdo a su definición, se dirige fundamentalmente a paliar situaciones en las que el suministro no estaría en peligro en las que, en todo caso, habría que declarar un SOE de mayor nivel.

4.2.6 Sobre las disposiciones relativas a los almacenamientos subterráneos

El Plan propuesto añade dos disposiciones en relación con los almacenamientos subterráneos para el ejercicio 2017-2018: la ampliación del periodo de inyección hasta el 30 de noviembre de 2017 y el retraso en la oferta y asignación de capacidad diaria e intradiaria de inyección y extracción, sin indicar la fecha exacta del inicio de oferta de estos servicios.

El Plan, sin embargo, no justifica la necesidad de estas medidas. Además, estas disposiciones podrían contradecir lo dispuesto en el artículo séptimo.2 de la Resolución de 30 de marzo de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos básicos, así como los derechos de inyección y extracción:

“2. Por defecto, el ciclo de inyección comprenderá desde el 1 de abril al 31 de octubre y el ciclo de extracción desde el 1 de noviembre al 31 de marzo del año siguiente, ambos incluidos. El Gestor Técnico del Sistema, en función de las necesidades del sistema y el nivel de utilización de las instalaciones podrá modificar dicho calendario antes del inicio del procedimiento de asignación, debiendo hacerlo público en su página web con al menos 20 días de antelación.”

Estas medidas merman también la capacidad de los usuarios de emplear los almacenamientos subterráneos para atender su demanda, lo que ocurre cuando sus existencias operativas se encuentran en estas instalaciones, en línea de los comentarios de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. Igualmente, les impide emplear los almacenamientos para equilibrar su posición de balance en el Punto Virtual de Balance (en adelante, PVB) de la red de transporte y evitar así recargos por desbalances, para lo cual es esencial poder contratar capacidad diaria e intradiaria de inyección y extracción. Establecer periodos concretos por normativa para los ciclos de inyección y extracción no sirve más que para reducir la flexibilidad del mercado, y no responde a ningún límite técnico y operativo existente en estas infraestructuras.

4.2.7 Sobre la aplicación y efectos del Plan de Actuación Invernal

La propuesta de Resolución indica que el Plan de Actuación Invernal será de aplicación todos los años a partir del 1 de noviembre, y puesto que surte efectos al día siguiente de su publicación, también aplicaría en el invierno 2017-2018. A este respecto, cabe realizar los siguientes comentarios:

1. Considerando las fechas en la que se está elaborando este informe, la aplicación del Plan el 1 de noviembre de 2017 no parece posible, tal como indica, por ejemplo **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**. En cualquier caso, su aplicación comenzaría al día siguiente de su publicación en el BOE. Si es así, los usuarios no tendrán tiempo de adecuar sus existencias y contratar la capacidad y el gas necesario para cumplir con las nuevas obligaciones. Debe tenerse en cuenta que los comercializadores que no dispongan de GNL en el sistema gasista tendrían que acudir a los mercados internacionales para adquirir de manera precipitada el GNL requerido por el

Plan, soportando las consiguientes tensiones de precio que repercutirían en el mercado español.

2. Igualmente, en el invierno 2017-2018 tampoco sería posible cumplir con la fecha establecida (1 de octubre) para que el GTS comunique a los usuarios el nivel mínimo de reserva invernal exigido a cada uno, que da comienzo al plazo de un mes para su constitución. Por tanto, convendría adecuar la fecha de comunicación a los usuarios sobre cuáles son las reservas invernales que deben mantener como GNL.
3. Además, en 2017 se produciría un solape con las medidas del Plan anterior, que surtiría efecto hasta que lo hiciese el nuevo Plan. Algunos miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, como **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, señalan que, para cumplir con el Plan actualmente vigente, ya adquirieron capacidad de almacenamiento subterráneo en la subasta de producto anual y trimestral, ya han incurrido en un coste que ahora tendrían que asumir adicional al de mantener existencias de GNL. Por eso, estos agentes, al igual que **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, proponen que el Plan no comience a aplicarse hasta el invierno 2018-2019. Otros agentes (**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**) solicitan que se permita un periodo transitorio para poder adaptar sus existencias.

5. Conclusión

Sobre la Propuesta de Resolución remitida por la DGPEM para informe preceptivo de la CNMC, por la cual se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista, de conformidad a lo expuesto en los epígrafes anteriores, se considera que en la situación actual se dispone de suficientes herramientas de mercado como para hacer innecesario el Plan Invernal propuesto, más allá del ya previsto desde 2013. Esto es, cada comercializador es responsable de disponer del gas suficiente para atender la demanda de sus clientes y conoce, asimismo, su posición de balance en el sistema. Además, existe un mercado organizado de gas en el que los comercializadores pueden adquirir o vender el gas necesario para su balance. Por consiguiente, medidas que den mayor profundidad y liquidez al mercado, como las propuestas por esta Sala para el establecimiento de obligaciones de creadores de mercado, la creación del mercado ibérico y el desarrollo del mercado de futuros se consideran más apropiadas para reforzar la seguridad de suministro.

Respecto a la importancia de contar con existencias operativas suficientes de gas para la producción de gas de los ciclos combinados, esta Comisión ya ha propuesto (Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro. CNE/51/12. <https://www.cnmc.es/gl/node/357220> e IPN/CNMC/035/17) que el pago de disponibilidad a los ciclos combinados se formule en función de la existencia efectiva del gas. Así los titulares de ciclos combinados que quieran recibir dicho pago deberán contar con existencias

suficientes, que deberán ser supervisadas, especialmente ante la previsión de un aumento del hueco térmico del sistema.

En definitiva, esta Sala, recomienda posponer la entrada en funcionamiento y aplicación del Plan Invernal para evitar costes innecesarios al sistema gasista, hasta realizar un análisis sosegado, completo, e integral de las disposiciones legislativas y necesidades del sistema gasista en relación a la garantía de su suministro, incluidas aquellas relacionadas con las existencias estratégicas y las reformas de los mecanismos de capacidad en la generación eléctrica.

ANEXO: observaciones formuladas en el trámite de audiencia al Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

En fecha 11 de octubre de 2017, la propuesta de Resolución remitida por la DGPEM a la CNMC se envió para comentarios del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, habiéndose recibido observaciones de **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]**.

[INICIO CONFIDENCIAL] **[FIN CONFIDENCIAL]** no realizan observaciones, el resto comenta los siguientes aspectos:

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL] explica que el plan debe clarificar que su aplicación se debe a situaciones sobrevenidas por olas de frío o frío intenso. También destaca la necesidad de definir el concepto usuario, y acotar de forma objetiva las definiciones de ola de frío y SOE, que quedan a merced de la consideración del GTS.

Por otro lado, se señala que la aplicación del Plan a partir del 1 de noviembre es demasiado pronto, teniendo en cuenta las temperaturas de este mes de los últimos años y el coste que conlleva el mantenimiento de existencias.

Por último, sobre las causas de movilización de las existencias del Plan Invernal, se pone de manifiesto que sólo una de las cuatro circunstancias se refiere a una causa invernal; el resto no responden a condiciones meteorológicas adversas por frío y, por tanto, **[INICIO CONFIDENCIAL]** **[FIN CONFIDENCIAL]** opina que en ese caso deberían mobilizarse las reservas estratégicas.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Este agente destaca la discriminación que el plan supone para los usuarios que no tienen capacidad contratada en las plantas de GNL y que siempre han cumplido las obligaciones de los anteriores Planes Invernales manteniendo gas en los almacenamientos subterráneos. Insiste en que la adopción del nuevo Plan supondría para los usuarios sin capacidad en las plantas serias dificultades operativas y económicas, derivadas de la necesidad de comprar GNL y contratar capacidad, que con la estandarización de los productos en el sistema gasista les obliga a adquirir productos mensuales para cubrir el periodo de noviembre a abril, más caro debido al coeficiente aplicable a los peajes que conlleva. A ese coste habría que añadir el coste de aquellos agentes que, para cumplimiento del plan vigente, ya adquirieron capacidad de almacenamiento subterráneo. En concreto, este usuario calcula que cumplir el nuevo Plan le supondría un incremento de seis veces el coste del Plan de 2016.

En cuanto al cálculo de las existencias a mantener por cada usuario, remarca el hecho de que el Plan no descuenta la capacidad de entrada contratada para exportación, lo que a **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** le supone un volumen de reservas asociado al Plan Invernal (5 meses) equivalente a las reservas estratégicas (12 meses).

Finalmente, y destacando lo gravoso que resulta para el mercado este Plan, recomienda permitir que las existencias invernales se puedan mantener en los almacenamientos subterráneos, que la capacidad de salida contratada por conexiones internacionales se deduzca de la capacidad de entrada en el cálculo de las existencias a mantener y que el Plan no comience a aplicarse hasta el invierno 2018-2019.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Sus comentarios indican que la imposición de obligaciones a los comercializadores supone una alteración del funcionamiento normal del mercado, superan la propuesta planteada por el GTS sin que se justifique su necesidad, interfiere con las actuaciones ya adoptadas por los agentes sobre el volumen y ubicación de sus existencias en invierno y, en el caso concreto de la generación eléctrica, contrasta con la situación actual de falta de rentabilidad económica de los ciclos combinados.

Por eso, si se decide modificar las reglas vigentes, recomienda reconocer como obligación de servicio público el coste de las nuevas obligaciones, permitir mantener las existencias en los almacenamientos subterráneos también, eximir del pago del canon de GNL y asegurar que las existencias invernales de GNL no interfieren con la logística de la planta.

Sobre el caso concreto de la generación eléctrica, señala que cualquier medida relacionada con el suministro de gas debe ser abordada de forma conjunta con la necesidad de disponer de potencia firme y flexible en el sector eléctrico. Por ello, deben implementarse a la vez nuevos mecanismos de capacidad competitivos, transparentes y no discriminatorios. Además, sugiere vincular la obligación de mantenimiento de existencias invernales a la producción histórica de cada central, y no a la potencia instalada.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Este agente solo señala que los valores de reserva invernal de la propuesta original del GTS se ajustan mejor a la realidad, que los valores establecidos en la propuesta de Resolución, ya que el mantenimiento de existencias por capacidad contratada firme de entrada a la red de transporte y consumo de clientes del grupo 3 de peajes sería redundante. Por eso, propone que se limite la exigencia de existencias por capacidad contratada de entrada al equivalente a un día de la capacidad contratada.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL] remite observaciones sólo en relación con dos aspectos:

1. Apuesta por permitir también el uso de los almacenamientos subterráneos para mantener existencias invernales.
2. En cuanto a la ampliación del periodo de inyección en estas infraestructuras hasta el 30 de noviembre de 2017, considera que es mejor que el GTS decida, antes del inicio de asignación de la capacidad en los almacenamientos, si es necesario modificar los ciclos de inyección y extracción definidos. Para ello, estima que el GTS deberá tener en cuenta las necesidades del sistema y el nivel de utilización de las instalaciones.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Estos comentarios indican que el Plan de Actuación Invernal tiene aspectos que deben mejorarse para garantizar su correcta aplicación: la definición de los criterios que conllevan la movilización de las reservas invernales, las condiciones y forma de reposición de las reservas invernales una vez empleadas y las penalizaciones en caso de incumplimiento.

Además, se señala la necesidad de un periodo de preaviso mínimo a los usuarios para que puedan adaptarse a esta nueva normativa. En este sentido, se aboga por una regulación *“estable, predecible y conocida con la suficiente antelación”* por los comercializadores, para que estos puedan tomar de forma responsable sus decisiones empresariales.

Sobre el contenido concreto del Plan, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** consideran que:

- La propuesta discrimina entre usuarios, porque exige de la obligación de mantener existencias estratégicas a los comercializadores de un mismo grupo empresarial con obligación conjunta inferior a 15 GWh.
- Aplica la norma retroactivamente, al cambiar la fase de inyección de los almacenamientos subterráneos cuando los comercializadores ya han contratado capacidad, y debería permitirse mantener existencias también en los almacenamientos.
- Contradice el apartado 3.6.1 de la NGTS-03, que penaliza por tener más de cierta cantidad de GNL contratado
- Incrementa el coste de la logística de los comercializadores, por la inmovilización del GNL y el coste del peaje por la capacidad. En todo caso, considera que estos costes deberían reconocerse en la tarifa de último recurso.
- La capacidad de salida correspondiente al tránsito de gas a otros países debería descontarse de la obligación de mantenimiento de existencias invernales, pues no se emplea para el suministro a clientes finales en el país.
- El comercializador debería poder localizar sus reservas en el conjunto de las plantas, y por tanto, no sería necesario comunicar al GTS la localización de las mismas.

- El consumo unitario de los consumidores en el escalón de peajes 3.4 es inferior al que considera el Plan, por lo que el coeficiente de reserva unitario debería reducirse también, de 8.256,82 kWh/cliente que contempla el Plan, a 5.794,548 kWh/cliente.
- El GTS debería supervisar el cumplimiento del Plan diariamente.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Con carácter inicial, este agente realiza una serie de comentarios generales en relación con la necesidad de un nuevo Plan Invernal. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** considera que actualmente en el mercado gasista existen suficientes mecanismos de mercado para atender a la demanda, y como tras la publicación de la Circular de balance, cada agente debe responsabilizarse de sus suministros, no parece adecuado modificar el Plan Invernal para hacerlo más restrictivo y más costoso para los usuarios. En concreto, destaca que el Plan impacta económicamente en los comercializadores por el coste financiero del inmovilizado en GNL, el coste de los peajes por la capacidad para almacenar ese GNL y por el coste derivado del diferencial de precio del GNL entre el momento de constitución de la reserva y su posterior disposición una vez finalizado el periodo invernal.

Por eso, solicita que no se incremente el volumen de existencias invernales a mantener por los comercializadores con respecto al Plan vigente, se permita destinar una parte de las existencias estratégicas en los almacenamientos subterráneos a la reserva invernal y se reduzca o exima del pago del canon de almacenamiento de GNL a las reservas invernales.

También se muestra preocupado por la aplicación inmediata del Plan, el impacto de las existencias invernales en la operativa de las plantas y la aplicación del apartado 3.6.1 de la NGTS-03.

En cuanto a las disposiciones del Plan sobre los almacenamientos subterráneos, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** se muestra en desacuerdo con la ampliación del periodo de inyección hasta el 30 de noviembre de 2017, por ser un cambio imprevisto en la normativa que afecta a la estrategia de contratación de la capacidad de almacenamiento subterráneo. Asimismo, remarca la incertidumbre que crea el aplazamiento indefinido para la oferta de capacidad diaria e intradiaria de inyección y extracción en los almacenamientos subterráneos.

Para terminar, explica la necesidad de clarificar la definición de frío intenso, si la cogeneración se considera dentro del consumo para generación eléctrica y la periodicidad de actualización del cálculo de las obligaciones de reservas invernales.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Como comentario general, este agente señala que la existencia de un Plan Invernal deja de tener validez en un contexto en el que existe un mercado organizado y cada comercializador es responsable de disponer del gas necesario para atender su demanda.

Como comentarios de detalle al Plan, se señala la necesidad de retrasar su aplicación a 2018, eximir del pago del canon de almacenamiento de GNL a las reservas invernales y que se permita mantener éstas en los almacenamientos subterráneos.

Además, se explica que los consumidores del grupo de peajes 3.5 son en su mayor parte industriales y no debería establecerse ninguna obligación respecto a los mismos. Además, considera que la parte de obligaciones que corresponden a los consumos para generación eléctrica están doblemente contabilizadas, porque requieren la contratación de capacidad de entrada a la red de transporte.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL] no comparte el mecanismo de cálculo empleado para definir las obligaciones relacionadas con el consumo de gas, señala una errata en la definición de reserva invernal y considera discriminatorio que se exima de la obligación a los grupos empresariales cuya obligación sea inferior a 15 GWh y que se obligue a mantener existencias a los usuarios que suministren centrales de generación eléctrica.

Sobre el contenido concreto de la propuesta, estima que debe concretarse la manera en que puede cumplirse y justificarse el cumplimiento de la obligación de mantener existencias, cuando ésta se realiza a través de un tercero. También destaca que la obligación de comunicar al GTS cómo y dónde está almacenado el gas para cumplir con el Plan Invernal, desde un punto de vista operativo, plantea posibles límites a la optimización logística.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Este sujeto realiza las siguientes observaciones:

- La obligación de mantenimiento de existencias para generación eléctrica debería limitarse a las centrales de ciclos combinados, como señalaba la propuesta del GTS de Plan Invernal remitida al ministerio y para las cuales se corresponde el cálculo de los 600 GWh de reserva invernal.
- Los grupos empresariales con consumo inferior a 15 GWh no deberían estar excluidos de la obligación, puesto que la obligación del comercializador de ser capaz de atender la demanda en olas de frío o restricciones de oferta de gas no depende del tamaño del comercializador.
- Las reservas invernales no deberían contabilizar a efectos del apartado 3.6.1 de la NGTS-03.
- El contrato de suministro con un tercero para cumplir las obligaciones no es efectivo y es lo mismo que el arrendamiento de existencias.

- Es necesario crear un canon de almacenamiento de GNL a largo plazo, equivalente al del almacenamiento subterráneo, para evitar que el almacenamiento de las reservas invernales suponga un coste excesivo a los usuarios.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL] insiste en que la responsabilidad de atender la demanda es de los comercializadores, destacando que éstos son los primeros que tienen en cuenta posibles situaciones excepcionales en la planificación de sus aprovisionamientos y valoran sus necesidades para hacer frente a sus posibles problemas y evitar incurrir en costosos desbalances. Además, añade que el marco normativo de contratación y balance proporciona herramientas para atender problemas de suministro, recalcando que la tendencia de la normativa es que las limitaciones de infraestructuras se resuelvan mediante mecanismos de mercado.

Aun así, se muestra de acuerdo en que se establezcan medidas que contribuyan a garantizar la seguridad de suministro, pero considera que su volumen y el reparto de su coste tienen que ser apropiado, eficiente y no discriminatorio. En concreto, señala las siguientes desventajas del Plan propuesto:

- Valora en 3.000 GWh (15 millones de euros/año) la obligación de mantenimiento de existencias del Plan, que se liberarían y pondrían en mercado en primavera, distorsionando el mercado.
- Opina que discrimina a los comercializadores con consumidores del grupo de peaje 3, destacando la imposibilidad de traspasar el coste del Plan a los clientes en tarifa de último recurso.
- Cree que hay alto riesgo de pagar penalizaciones por exceso de GNL en aplicación del 3.6.1 de la Norma NGTS-03.
- En su caso concreto, señala que aunque dispone de capacidad de almacenamiento, éste no es suficiente, por lo que tendrá que arrendarlo, lo que le supone una pérdida de competitividad. Además, posee cuatro ciclos combinados, alguno con un funcionamiento muy bajo, pero con la misma obligación de mantenimiento de existencias, lo que considera injusto y le impone una carga imposible de recuperar en el mercado.
- Apunta la posibilidad de que haya problemas de congestión en las descargas de los buques en las plantas por el GNL almacenado como reserva invernal.
- La ampliación del periodo de almacenamiento de la inyección en almacenamientos subterráneos hasta el 30 de noviembre supone un perjuicio para que los comercializadores cumplan con sus previsiones de balance.

Por todo ello, propone las mejoras que se enumeran a continuación.

1. Reducir el volumen de las reservas exigidas y/o extender en el tiempo el periodo en el que se constituyen, con el objetivo de minimizar el impacto en el precio del mercado.

2. Incorporar en el cálculo de la tarifa de último recurso el coste de la reserva invernal.
3. Permitir que al menos una parte de las existencias puedan almacenarse en lo almacenamientos subterráneos.
4. Que el peaje de almacenamiento de las reservas invernales sea gratuito o al menos que no contabilice a efectos de las penalizaciones del apartado 3.6.1 de la NGTS-03.
5. Que la obligación para el consumo de generación eléctrica se realice en función del consumo de gas.

En cuanto a la entrada en vigor del Plan, propone que no se aplique hasta el invierno 2018-2019 o que se establezca un periodo transitorio.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Los comentarios de este agente hacen referencia a la necesidad de que, en un contexto en el que la actividad de comercialización se desarrolla en régimen de libre competencia, la seguridad de suministro se aborde dentro de las reglas del mercado y a través de mecanismos de mercado, en línea con el criterio de la normativa europea.

No obstante lo anterior, señala también que el Plan es discriminatorio con respecto a los comercializadores que emplean los almacenamientos subterráneos, suponiendo un coste adicional de logística para estos, y con los comercializadores que no alcanzan el consumo de 15 GWh.

Por otro lado, considera que el plan supone una aplicación retroactiva de la norma, que no tiene en cuenta que los operadores ya han dispuesto de sus planes operativos para atender el invierno de acuerdo con el Plan de Actuación Invernal actualmente en vigor. Solicita por ello que se pueda almacenar en los almacenamientos subterráneos. Tampoco está conforme con el cambio del ciclo de inyección en estas instalaciones en 2017.

Además, opina que la norma es contradictoria con el apartado 3.6.1 de la NGTS-03 y que incrementará el coste del gas a corto plazo, por la repentina entrada en vigor de obligaciones que antes no existían (compra de GNL apresurada en noviembre por parte de los agentes) y por el corto plazo de reposición de las existencias cuando éstas han de emplearse. También señala el incremento del coste logístico de los comercializadores, pidiendo que se reconozca dicho coste en la tarifa de último recurso.

Para terminar, propone mejoras en el detalle del Plan: eliminación de la obligación de comunicar al GTS dónde se encuentran las reservas invernales, reducción del coeficiente de reserva unitario del consumo en peaje 3.4, indicación de la frecuencia de actualización del Plan y priorización de la carga de camiones cisterna cuyo destino sea redes de distribución en caso de ola de frío o necesidad del distribuidor.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL] también recomiendan que se dé prioridad a de la carga de camiones cisterna cuyo destino sea redes de distribución en caso de ola de frío o necesidad del distribuidor.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Este sujeto pone de nuevo en relieve el sobrecoste que el mantenimiento de reservas invernales, que se trasladaría a los consumidores, en este caso del grupo de peaje 3, lo que discrimina a los comercializadores que suministran a estos clientes frente a los que suministran al grupo 1 y 2. Además considera que este sobrecoste discrimina a las centrales de generación que consumen gas frente a otras tecnologías.

Asimismo, vuelve a destacar que en las fechas en que nos encontramos, las comercializadoras ya han realizado todas las transacciones de aprovisionamiento y de contratación de capacidad necesarias para cumplir con el Plan actualmente en vigor.

Por todo ello, solicita que:

- Se impongan obligaciones de reservas invernales sobre toda la demanda nacional.
- La seguridad de suministro se base en mecanismos de mercado, empleándose para ello las herramientas que proporciona la Circular de Balance de la CNMC, en concreto, los servicios de balance.
- Las reservas invernales estén exentas del coste logístico asociado, asignando dicho coste a la demanda a través de los peajes.
- El nuevo Plan invernal se aplique en el invierno 2018-2019.

Comentarios de [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

Como comentarios generales, este agente considera que la forma más eficiente de garantizar una correcta seguridad de suministro, se basa en establecer los oportunos mecanismos de mercado que permitan a los comercializadores hacer frente a situaciones donde el suministro esté en riesgo, como hace la Circular de Balance de la CNMC.

También estima que la obligación de mantenimiento de existencias durante periodos prolongados es una barrera de entrada para el desarrollo de un mercado competitivo y líquido.

Asimismo, considera que es discriminatorio, al no aplicar a comercializadores que atienden a consumidores con grupos de peajes 1 y 2.

En lo que se refiere a comentarios concretos sobre las disposiciones del Plan, se indica la necesidad de un periodo transitorio antes de la aplicación del Plan, la necesidad de justificar técnicamente el volumen de reservas mínimo establecido,

que no se corresponden con la propuesta del GTS y la inclusión de obligaciones respecto a los consumos de los grupos de peajes 1 y 2.

Además, se solicita que se excluya de la obligación a las centrales de generación que se encuentren en situación de parada indefinida por indisponibilidad de larga duración, así como a la capacidad contratada de entrada a la red, ya que el Plan debe circunscribirse a los componentes asociados a los consumos.

Por último, se pide que establezcan criterios cuantitativos objetivos para la movilización de las existencias y se justifique el retraso en la oferta de capacidad diaria e intradiaria de inyección y extracción.