



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 32/2009 DE LA CNE SOBRE EL
PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE LA
DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA
ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE
ESTABLECE EL PLAN DE ACTUACIÓN
INVERNAL DEL SISTEMA GASISTA**

19 de noviembre de 2009

INFORME 32/2009 DE LA CNE SOBRE EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE ESTABLECE EL PLAN DE ACTUACIÓN INVERNAL DEL SISTEMA GASISTA

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, función segunda de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de ésta, en su sesión celebrada el día 19 de noviembre de 2009, ha acordado emitir el presente.

INFORME

1 OBJETO

El objeto del presente documento es informar 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.

2 ANTECEDENTES

En fecha 24 de septiembre de 2009, el Gestor Técnico del Sistema (en adelante GTS) envió a la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEM) escrito al que adjuntaba la propuesta de Plan de Actuación Invernal 2009-2010, para su aprobación y posterior publicación.

Dicho Plan fue previamente presentado a los agentes del Sistema, en la reunión del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista mantenida el día 15 de septiembre de 2009, según indica ENAGAS, *“a efectos de recabar las aportaciones del sector”*.

Asimismo, en fecha 14 de octubre de 2009, ha tenido entrada en la Comisión Nacional de Energía 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, en virtud de las funciones atribuidas a esta Comisión.

En fecha 19 de octubre de 2009, se envió la Propuesta de Resolución a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la CNE, a fin de que pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas, recibándose alegaciones de:

- Los agentes comercializadores, que incluyen comentarios emitidos de forma conjunta a través de SEDIGAS y comentarios particulares de BBE, Endesa, E.ON, Gas Natural, Iberdrola, Naturgas Energía, Shell y Unión Fenosa.
- La Dirección General de Industria de Asturias.
- Iberdrola, S.A.
- UNESA, que incluyen comentarios de la asociación y comentarios particulares de algunos de sus miembros: Endesa, E.On, Gas Natural – Unión Fenosa e Iberdrola.

Indican que no tienen observaciones a la propuesta los siguientes miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos:

- La Dirección General de Industria, Energía y Minas de Murcia.
- ENAGAS – GTS.
- El Instituto Nacional del Consumo.
- Los agentes transportistas.

3 NORMATIVA APLICABLE

3.1 Sobre la posibilidad de establecimiento de planes invernales

Las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, aprobadas por la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, contemplan, en el capítulo 9.2 sobre Operación Normal 19 de noviembre de 2009

del Sistema, la posibilidad de establecer 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:

- *Reserva de capacidad de entrada en las conexiones con gasoductos internacionales.*
- *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.”

3.2 Sobre la competencia de la CNE

Este informe se realiza en el ejercicio de las funciones de esta Comisión, según lo establecido en el apartado tercero.1 segunda, de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. De acuerdo con esta función, corresponde a la Comisión Nacional de Energía *“participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de disposiciones generales que afecten a los mercados energéticos, y en particular, en el desarrollo reglamentario de la presente Ley.”*

4 CONSIDERACIONES

4.1 Sobre la necesidad de establecer un Plan Invernal para el invierno 2009 - 2010

El consumo de gas natural en España se situó, en el año 2008, en 449.389 GWh, registrando un crecimiento del 10% respecto al año 2007. Este crecimiento es algo más del doble que el experimentado en los dos años anteriores.

	GWh					Crecimiento %			
	2004	2005	2006	2007	2008	05/04	06/05	07/06	08/07
Demanda Agregada	319.600	375.894	391.435	408.432	449.389	18%	4%	4%	10%
Demanda Convencional	252.929	264.724	256.777	266.373	261.921	5%	-3%	4%	-1,7%
Demanda de Generación eléctrica	66.671	111.170	134.658	142.059	187.468	67%	21%	5%	+32%

Figura 1: Evolución de la demanda agregada de gas natural en España. Fuente: ENAGAS y CNE

Durante el mes de diciembre de 2007 el consumo diario de gas superó por primera vez, en cuatro ocasiones, el nivel de los 1.800 GWh/día - que equivale a dos buques de gran capacidad - con una demanda récord del Sistema Gasista de 1.863 GWh, el día 17 de diciembre. Éste récord histórico no fue superado durante el pasado invierno, en el que la máxima demanda registrada alcanzó un valor de 1.789 GWh.

En cuanto al consumo convencional, hay que destacar que la demanda del Grupo 3, que en general se corresponde con el segmento doméstico y comercial, representó en el año 2008 el 14% de la demanda convencional, siendo uno de sus usos fundamentales el de calefacción, motivo por el cual tres cuartas partes del consumo de este grupo tiene lugar entre los meses de octubre a marzo y su comportamiento está fuertemente correlacionado con la temperatura. En la figura 2 se puede apreciar claramente la elevada estacionalidad del consumo del Grupo 3.

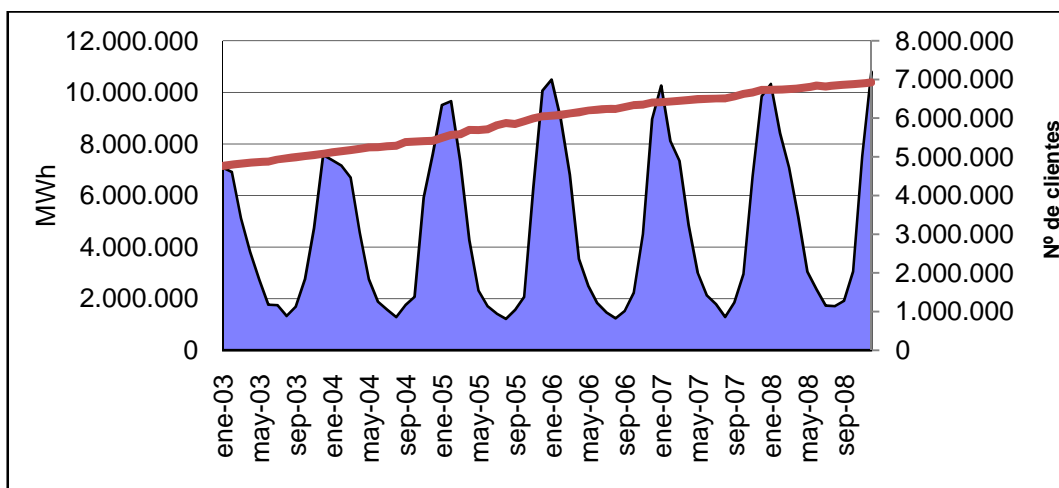


Figura 2: Estacionalidad de la demanda del Grupo 3 y evolución del número de clientes. Fuente: CNE

De forma adicional, es preciso tener en cuenta la extensión progresiva del suministro de gas natural al mercado doméstico. Ésta se ve reflejada en el crecimiento del número de clientes, que en 2008 alcanzó los 193.000, valor inferior al crecimiento medio de los últimos cinco años, equivalente a unos 360.000 clientes /año. En los últimos 3 años el número de clientes domésticos de gas natural se ha incrementado de 6 millones a 6,9 millones de clientes, siendo este crecimiento en clientes el principal responsable de la evolución interanual de la demanda del Grupo 3. No obstante, es preciso apuntar que este segmento se aproxima progresivamente a la saturación de mercado, por lo que es muy posible que las incorporaciones al Sistema de nuevos clientes domésticos sea cada vez menor, como así indican las previsiones del Gestor a medio plazo.

En consecuencia, teniendo en cuenta el número creciente de consumidores con un consumo marcadamente estacional, así como la posibilidad de que se produzcan olas de frío, como las experimentadas en años anteriores, parece lógico el diseño de un plan preventivo para la atención de un incremento significativo de esta demanda.

El GTS ha previsto, para el invierno 2009-2010, que la demanda diaria del Grupo 3 en situación de ola de frío incremente en 175 GWh/día la demanda que existiría en condiciones normales de día laborable invernal, valor que se mantiene constante en relación con el invierno anterior. El GTS reparte este incremento de consumo geográficamente, de acuerdo con las zonas definidas en el Protocolo de Detalle 02 apartado 1.3, según la Figura 3.

	Incremento de demanda del Grupo 3 por ola de frío (GWh)	Incremento respecto al consumo esperado en día normal medio
Zona I: Levante	11	60%
Zona II: Cataluña	41	52%
Zona III: País Vasco y Valle del Ebro	34	85%
Zona IV (Oeste)	13	41%
Zona V (Centro-Sur)	76	54%
TOTAL	175	57%

Figura 3: Distribución del incremento de demanda previsto para el Grupo 3 en situación de ola de frío.
Fuente: ENAGAS-GTS

Por lo que respecta al resto de la demanda convencional, que incluye al mercado industrial, al sub-sector de cogeneración y a su uso como materia prima, ésta también presenta cierto carácter estacional pero de forma mucho menos acusada que la demanda doméstica, ya que, por el contrario, es más sensible a otros factores en el medio plazo, como las variaciones en el precio del gas y la propia actividad económica.

Por otro lado, también es importante tener en cuenta la demanda de gas para generación eléctrica. En 2008, la energía eléctrica generada en barras de central a partir de ciclos combinados de gas natural representó un tercio del total de la producción eléctrica (33%), situándose como la tecnología con mayor porcentaje de generación en el año. Este valor supone un incremento notable respecto al ejercicio anterior, en el que representó un cuarto del total de la producción eléctrica (24%).

A finales de 2008 había 54 grupos equivalentes de 400 MW en operación, acumulando una potencia instalada de 21.675 MW. Éstos dieron lugar, el 20 de junio de 2008, a un nuevo récord de entregas de gas para el sector eléctrico, con 754 GWh/día, lo cual supuso un factor de utilización de los ciclos del 75% y un peso en la cesta de generación eléctrica del 48%, es decir, casi la mitad de ésta.

Para el invierno 2009-2010, de acuerdo con los datos facilitados por el Gestor para la elaboración del Informe Marco, la demanda punta diaria en el Escenario Probable alcanzaría un valor de 1.980 GWh, lo que supone un incremento de un 10,7% sobre el récord de demanda punta del pasado invierno. En esta previsión 1.075 GWh corresponderían al mercado convencional y 905 GWh a la demanda del sector eléctrico. No obstante, dada la coyuntura económica actual, este porcentaje podría resultar excesivo a juicio de esta Comisión.

Por todo lo anterior, cabe afirmar que se considera necesario establecer un plan de actuaciones para el invierno 2009-2010, que pueda prevenir y, en su caso, corregir las posibles contingencias que se produzcan en relación con el suministro de gas.

4.2 Medidas propuestas en el Plan de Actuación Invernal del Sistema Gasista

Las reglas del Plan Invernal incluidas en la Propuesta de Resolución son las siguientes:

- Regla 1ª: establece una limitación a las exportaciones en la conexión internacional de Larrau por razones de garantía de suministro, debidas a restricciones técnicas zonales.
- Regla 2ª: establece unas reservas de existencias operativas de GNL para hacer frente a contingencias en el aprovisionamiento de buques.
- Regla 3ª: establece que cada usuario con clientes del Grupo 3 (doméstico-comerciales) se responsabilice del incremento de la demanda de sus propios clientes, causada por posibles olas de frío.

Las reglas contempladas en este plan son muy similares a las que estuvieron en vigor durante el invierno pasado, incidiendo en responsabilizar a cada agente de la atención de su propio mercado y eliminando los requerimientos relativos a los almacenamientos subterráneos y a la conexión internacional de Tarifa (reglas que ya no figuraban en el plan invernal anterior).

La mayor novedad la constituyen ciertas modificaciones de la regla tercera, que pretende asignar a los usuarios del Sistema nuevas obligaciones de remisión de información, sobre previsión de demanda de sus clientes del Grupo 3 y reserva de capacidad para cubrir el incremento de demanda asociado a una posible ola de frío, en base a unos formularios diseñados por el Gestor.

Las diferencias del Plan invernal propuesto con respecto a los planes de años anteriores son consecuencia de la evolución en la liberación del sector, la desaparición del mercado a tarifa y las inversiones en infraestructuras realizadas en los últimos años, así como de la experiencia adquirida con los planes invernales anteriores.

4.3 Periodo de vigencia del Plan Invernal

El término primero de la Propuesta de Resolución establece que:

“Primera.– El plan de actuación invernal incluirá las reglas que se enumeran a continuación, y será de aplicación desde el 1 de noviembre al 31 de marzo de cada año.”

Asimismo, se observa en el propio título de la Propuesta de Resolución la falta de referencia al invierno actual como periodo de vigencia del Plan Invernal que se aprueba.

De esto parece deducirse que las reglas que establece la Propuesta de Resolución remitida serían de aplicación, no sólo durante el invierno 2009-2010, sino también en inviernos posteriores.

A este respecto es necesario indicar que desde el invierno 2005-2006 hasta el actual se han aprobado cuatro planes invernales distintos, que contemplaban medidas diferentes, adaptadas a la situación del Sistema Gasista español en cada momento concreto. La propia evolución del Sistema en cuanto a la demanda de gas, la diversidad de agentes que participan en él, el desarrollo de las infraestructuras gasistas y el contexto internacional en el que se desenvuelve el mercado gasista, hace necesaria una revisión anual de las medidas a adoptar para garantizar el suministro en el periodo invernal.

Así, por ejemplo, la Regla 1^o que contempla la Propuesta de Resolución limita la capacidad de exportación de gas por la conexión internacional de Larrau por restricciones de carácter técnico. De acuerdo con el informe *“ERGEG South Gas Regional Initiative. Development of existing interconnections by 2010/11 and proposal for a new one between France and Spain by 2013/15”*, se prevé que estas restricciones desaparezcan con el desarrollo de nuevas instalaciones. De este modo, el valor mínimo de capacidad de entrada a través de Larrau, que para este invierno se establece en 30 GWh/día, se eliminaría previsiblemente en noviembre de 2010.

Por ello, se propone la siguiente redacción del término Primero de la Propuesta de Resolución:

Primera.— El plan de actuación invernal incluirá las reglas que se enumeran a continuación, y será de aplicación desde el 1 de noviembre de 2009 al 31 de marzo de 2010 ~~cada año~~.

4.4 Regla 1ª. Regla relativa a la limitación de exportaciones.

La primera de las reglas establece la posibilidad de limitar las exportaciones de gas por la conexión internacional de Larrau por razones de garantía de suministro, lo cual es debido a restricciones técnicas del Sistema en la zona de influencia de dicha interconexión.

Esta regla resulta adecuada si se considera no sólo el carácter excepcional de la misma, sino su establecimiento por razones de garantía de suministro. Se trata de mantener un flujo mínimo de gas de entrada por la conexión internacional de Larrau, estimado por el GTS en 105.000 m³(n)/h (30 GWh/día), para suministrar a los consumos en el valle del Ebro, donde la red de transporte está saturada.

No obstante, es preciso señalar, en consonancia con los comentarios recibidos de los miembros del Consejo Consultivo, que esta regla impone la limitación de nominaciones de salida que den lugar a una reducción del flujo de entrada por debajo del valor indicado, pero no impone ninguna obligación sobre la necesidad de mantener dicho flujo en el valor especificado, por lo que la regla carecería de efecto en el caso de que el flujo de entrada se viera reducido por las programaciones de entrada de los comercializadores que tienen contratada esa capacidad.

Las limitaciones a la exportación se han ido reduciendo progresivamente en los sucesivos planes invernales, en la medida en que se han ido incorporando al Sistema nuevas infraestructuras, que han contribuido a mitigar la situación de saturación en la zona. De este modo, y de acuerdo con los trabajos realizados en el ámbito del ERGEG por el grupo de la Iniciativa Regional de Gas del Sur de Europa, esta limitación desaparecerá en 2010, una vez entren en funcionamiento la duplicación de los gasoductos Tivissa-Paterna y Tivissa-Castelnou, dado que el resto de infraestructuras

necesarias (duplicación del gasoducto Lemona-Haro y refuerzo de la estación de compresión de Haro) han sido finalizadas a mediados de 2009.

La disminución progresiva de esta limitación del Sistema repercutirá en una mayor disponibilidad de la conexión internacional de Larrau para su uso como punto de exportación hacia el país vecino, contribuyendo así al desarrollo del mercado interior del gas a nivel europeo.

Capacity

W: winter capacity

S: summer capacity (July and August are not considered)

	GWh/d	France → Spain			Spain → France		
		Exit TIGF	Entry Enagás	Common Value	Exit Enagás	Entry TIGF	Common Value
	Current Status (Pipeline Falces - Irurzún in operation)	87 (59 bar at Villar de Arnedo)	Max: 103 Min: 60 (W); 40 (S)	Max: 87 Min: 60 (W); 40 (S)	0	0	0
4Q-2008	CS Zaragoza (in operation) Pipeline Barcelona - Arbós (duplicate)	87 (59 bar at Villar de Arnedo)	Max: 103 Min: 50 (W); 40 (S)	Max: 87 Min: 50 (W); 40 (S)	0	0	0
2Q-2009	CS Navarra	100 (45 bar at Navarra)	Max: 165 Min: 50 (W); 40 (S)	Max: 100 Min: 50 (W); 40 (S)	0	0	0
4Q-2009	Pipeline Lemona - Haro (duplicate) Reinforce CS Haro	100 (45 bar at Navarra)	Max: 165 Min: 30 (W); 20 (S)	Max: 100 Min: 30 (W); 20 (S)	0	0	0
4Q-2010	Pipeline Tivissa - Paterna (duplicate) Pipeline Tivissa - Castelnou (duplicate) and Reversibility of flow in TIGF network	100 (45 bar at Navarra)	Max: 165 Min: 0 (W); 0 (S)	Max: 100 Min: 0 (W); 0 (S)	W: 30 S: 50	W: 110 S: 100 (51 bar at Mont)	W: 30 S: 50
4Q-2012	Pipeline Zarza de Tajo - Villar de Arnedo CS Villar de Arnedo	100 (45 bar at Navarra)	Max: 165 Min: 0 (W); 0 (S)	Max: 100 Min: 0 (W); 0 (S)	165	W: 110 S: 100 (51 bar at Mont)	W:110 S:100
4Q-2012	Pipeline Lussagnet - Lacq (*) and CS Mont (*)	165 (45 bar at Navarra)	Max: 165 Min: 0 (W); 0 (S)	Max: 165 Min: 0 (W); 0 (S)	165	165 (51 bar at Mont)	165

(*): Under study, not yet decided

Rev mar-2008

Figura 4: Evolución de la capacidad en la conexión internacional del Larrau. Fuente: Iniciativa Regional de Gas del Sur de Europa

Cabe apuntar también que, de forma similar a lo previsto para las otras reglas, el cumplimiento de ésta se debería ligar a la estricta necesidad de aplicación de la misma, al objeto de minimizar el impacto sobre los agentes. Dado que la situación puede ser diferente y variar significativamente a lo largo de los cinco meses que comprende el periodo invernal, y dado que el contexto económico actual ha propiciado una reducción notable de la demanda de gas (respecto de las previsiones en base a las que se establecieron los mínimos que se reflejan en la Figura 4), se debería limitar la aplicación

de la Regla 1ª a aquellos periodos en los que pueda existir un riesgo para la seguridad del Sistema. De forma adicional y por motivos de transparencia, el transportista debería actualizar diariamente las capacidades disponibles para contratar en Larrau en sentido salida.

Por todo ello, se propone la siguiente modificación del redactado de esta regla:

Regla 1ª.- Limitaciones a las exportaciones.

*Las nominaciones ~~de salida~~ por la conexión internacional de Larrau que den como resultado un flujo de entrada de caudal inferior a 105.000 m³/h (n) / 30 GWh/día serán consideradas no viables, **siempre que se estime que exista un riesgo para la seguridad del Sistema. El transportista actualizará diariamente las capacidades disponibles para contratar.***

4.5 Regla 2ª. Regla relativa a las existencias mínimas de gas natural licuado (GNL) en plantas de regasificación.

La Propuesta establece en esta regla, al igual que en el anterior plan invernal, dos tipos de limitaciones en el mantenimiento de existencias de GNL en planta:

- Por un lado, se hace referencia a la responsabilidad individual de cada agente de mantener, en el conjunto de las plantas, unas existencias mínimas de tres días de la capacidad de regasificación contratada.
- Por otro lado, se menciona la necesidad de disponer, en cada una de las plantas, de unas existencias superiores a dos días de la capacidad de regasificación contratada en la planta, lo que supone una responsabilidad conjunta de todos los agentes presentes en ella.

El punto 1 de esta regla establece la necesidad de que cada usuario mantenga, en el conjunto de las plantas de regasificación, un nivel de existencias mínimas de GNL equivalentes a tres días de la capacidad de regasificación total contratada. El GTS podrá declarar no viable el programa mensual de cualquier usuario si en algún momento del mes las existencias totales de GNL de éste llegaran a ser inferiores a tres días, siempre que estime que exista un riesgo para la seguridad del Sistema.

De forma complementaria, el punto 3 de esta regla declara que, si en el transcurso del mes, por circunstancias sobrevenidas, el GTS previese que las existencias de GNL de un usuario en el conjunto de las plantas llegaran a ser inferiores a los tres días mencionados en el punto 1, lo pondrá inmediatamente en conocimiento del usuario, para que éste ponga en marcha las medidas correctoras oportunas. Si esto ocurriera durante más de dos días consecutivos, el GTS procederá a declarar “*Situación de Operación Excepcional de Nivel 0*”, siempre que estime que exista un riesgo para la seguridad del Sistema.

Esta medida resulta conveniente a la hora de garantizar las existencias de GNL en el Sistema que pudieran ser requeridas en un momento puntual, teniendo en cuenta que los mayores riesgos pueden proceder de la escasez de gas ocasionada por la interrupción de suministros, por ejemplo por cierre de puertos, o por ola de frío prolongada. Se estima, por tanto, conveniente mantener un nivel mínimo de tres días en los tanques de GNL durante el invierno, para hacer frente a posibles contingencias. Asimismo, se considera adecuado imputar la responsabilidad de mantener estas reservas a los propios usuarios del Sistema, ya que, de acuerdo con la legislación vigente, ellos han de ser los garantes de la seguridad de suministro de gas a sus clientes.

Por otro lado, el punto 2 de esta regla establece la necesidad de que los usuarios de las terminales de GNL mantengan unas existencias mínimas de seguridad en cada una de las plantas en las que tienen contratada capacidad. Así, si de acuerdo con el programa mensual propuesto, en algún momento las existencias del conjunto de usuarios en una planta fueran inferiores a dos días del total de la capacidad contratada en dicha planta, las programaciones de cada uno de los usuarios cuyas existencias en dicha planta fueran a estar por debajo de ese umbral podrían declararse no viables, siempre que se estime que exista un riesgo para la seguridad del Sistema.

La medida citada en el párrafo anterior se ve también complementada por el punto 3 de esta regla, que determina que si en el transcurso del mes, por circunstancias

sobrevenidas, el GTS previese que las existencias de gas natural licuado del conjunto de usuarios en una planta llegaran a ser inferiores a dos días de la capacidad total contratada, lo pondrá inmediatamente en conocimiento del usuario para que éste ponga en marcha las medidas correctoras oportunas. Si esto ocurriera durante más de dos días consecutivos, el GTS procederá a declarar “*Situación de Operación Excepcional de Nivel 0*”, siempre que estime que exista un riesgo para la seguridad del Sistema.

Esta disposición se considera positiva, puesto que asegura el mantenimiento de existencias de GNL repartidas de una forma más o menos homogénea por todas las plantas de GNL, evitando la concentración de existencias en plantas concretas. Por un lado, se garantiza que todas las plantas de regasificación tengan gas para la atención de la demanda en su zona de influencia y, por otro lado, se evita congestionar plantas concretas si todos los agentes decidiesen acumular las existencias en una planta concreta.

No obstante, al igual que en el documento emitido por esta Comisión informando sobre la Propuesta de Plan Invernal para el año anterior, se propone una modificación. Ésta consiste en que el compromiso de mantenimiento de unas existencias de GNL equivalentes a dos días de capacidad contratada por planta, se mantenga por cada usuario con capacidad contratada, de manera que el GTS pueda denegar las programaciones de aquellos usuarios con menos de dos días de existencias de GNL en planta, sin esperar a que el nivel de existencias de GNL que mantenga la planta en su conjunto sea inferior a dos días.

De esta forma, se puede identificar, a priori, la responsabilidad de cada usuario en caso de desbalances, y se evitan discriminaciones con respecto a las plantas con mayor nivel de contratación y mayor movimiento de buques, donde resulta más fácil que en su conjunto la planta presente una cantidad de GNL en tanques superior a los dos días de la capacidad de regasificación total contratada en la misma.

En coherencia con lo expuesto, se propone la siguiente modificación del punto 2 de la Regla 2ª:

2. Si de acuerdo con el programa mensual propuesto, en algún momento las existencias **del conjunto** de **un** usuarios en una planta fueran inferiores a dos días del total de la capacidad contratada en dicha planta, las programaciones **de dicho usuario de cada uno de los usuarios cuyas existencias en dicha planta fueran a estar por debajo de ese umbral** podrán declararse no viables, siempre que se estime que exista un riesgo para la seguridad del Sistema.

4.6 Regla 3ª. Disposición de capacidad suficiente para atender la demanda extraordinaria del Grupo 3 en caso de ola de frío

La última regla del Plan Invernal propuesto establece un procedimiento para garantizar el suministro en caso de incremento de la demanda asociada al Grupo 3, esto es, consumidores doméstico-comerciales, debido a olas de frío. El incremento de demanda de este grupo responde, fundamentalmente, a un mayor uso de la calefacción.

Como ya se ha indicado anteriormente, para el invierno 2009-2010, el GTS estima un incremento total de demanda del Grupo 3 de 175 GWh con respecto a la que existiría en condiciones normales de día laborable invernal. El GTS reparte este incremento de consumo geográficamente, de acuerdo con las zonas definidas en el Protocolo de Detalle 02, apartado 1.3, según se muestra en la Figura 3.

El procedimiento contempla la comunicación, por parte del GTS a los usuarios, de sus previsiones de demanda convencional y demanda extraordinaria por ola de frío correspondiente al Grupo 3, desagregada por las zonas geográficas citadas en la figura anterior. Asimismo, el GTS verificará la viabilidad de las programaciones mensuales en condiciones normales y la de las programaciones que resultarían si hubiera ola de frío.

Por su parte, los usuarios del Sistema deberán informar al Gestor sobre las ventas mensuales a consumidores del Grupo 3, tanto de las que tuvieron lugar durante el invierno pasado como de las previstas para el próximo invierno, desagregadas por zonas. Asimismo, deberán remitir al GTS información sobre la capacidad contratada y reservada para cubrir el incremento de demanda asociado a la ola de frío. Todo ello según cuatro modelos de formulario, que se adjuntan a la Propuesta.

Como ya se ha indicado anteriormente, en el caso de ola de frío los incrementos de demanda sobre la demanda prevista son mayoritariamente debidos al aumento de consumo de los clientes domésticos, por un mayor uso de la calefacción. Por ello, la Regla 3ª se valora positivamente, dado que permite repercutir la responsabilidad del suministro de este grupo de consumidores a los agentes del Sistema de los que son clientes. No obstante, se estima oportuno realizar las siguientes observaciones.

De acuerdo con la redacción actual de la regla, podría no quedar claro en cuánto ha de incrementarse la demanda por zonas, dado que no se especifica el valor concreto del consumo al que han de aplicarse los porcentajes señalados en la Propuesta. Por ello, se considera apropiado incluir dichos valores, según figuran en el anexo informativo del Plan remitido por el Gestor.

La regla establece que los usuarios remitan al GTS la información sobre sus ventas mensuales a los consumidores del Grupo 3 que tuvieron lugar durante el pasado invierno y sobre las que estiman para el próximo invierno, desagregada por zonas. Dado que entre las funciones del GTS figura la de velar por la seguridad del Sistema (de hecho es en virtud de ésta que se propone el Plan Invernal) y teniendo en cuenta el carácter periódico de dicho Plan, se considera que el Gestor debería disponer de esta información sin necesidad de tener que realizar una petición explícita cada año. Se deberían, por tanto, realizar las modificaciones oportunas en los protocolos y sistemas de información y comunicación con los distintos agentes del Sistema, tanto comercializadores como distribuidores, al objeto de que el GTS disponga de estos datos de forma continua.

Asimismo, se requiere de los usuarios el envío de información acerca de la capacidad contratada y reservada, cada mes, para cubrir el incremento de demanda asociado a la ola de frío, desagregada por zonas geográficas.

En primer lugar, la normativa actual responsabiliza claramente a cada agente del suministro de sus clientes, estableciendo, entre otras medidas, penalizaciones disuasorias en caso de no dar cumplimiento a este requisito fundamental del Sistema.

Concretamente, el capítulo 9 de las NGTS contiene las medidas y cargos económicos aplicables a los usuarios que se encuentren en desbalance de gas en el Sistema Gasista, entre los que se incluyen cargos por defecto de existencias en una planta de regasificación, por defecto de existencias en el sistema de transporte (AOC) o, de forma global, por existencias negativas de gas en el conjunto de las plantas de regasificación y en el AOC.

En segundo lugar, el GTS ya cuenta con los datos relativos a las capacidades contratadas por cada agente, ya que ésta información se encuentra recogida en el SL-ATR, por lo que no parece necesario volver a solicitársela a los usuarios.

En definitiva, lo que se considera realmente relevante a este respecto es que el Gestor verifique la existencia de una capacidad de entrada suficiente, disponible para hacer frente a la totalidad de la demanda prevista, en particular al incremento de demanda del Grupo 3 derivado de una ola de frío, en los términos que se determinan en la Propuesta. Si es así, la seguridad del Sistema quedaría cubierta desde el punto de vista de la capacidad de las infraestructuras, siendo los usuarios los responsables finales de su reserva y contratación, en la forma y plazo que considerasen más oportunos. Por todo ello, el formulario 3 dejaría de ser necesario.

Por lo que respecta al formulario 4, relativo a *“Comentarios adicionales”*, éste podría resultar prescindible, ya que los usuarios del Sistema cuentan con sendos campos de *“observaciones y consideraciones”* en los formularios 1 y 2, así como con las vías habituales de comunicación con el Gestor. Por ello, al objeto de simplificar las medidas consideradas en este Plan se propone eliminar el formulario 4.

Finalmente, cabe apuntar que sería recomendable que la información relativa a olas de frío se comunicara e hiciera pública no sólo de forma directa a los usuarios del Sistema, sino también a través de la página web del Gestor.

En consonancia con todo lo anterior, se propone la siguiente redacción de la Regla 3ª:

Regla 3ª.- Olas de frío

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

Los incrementos de demanda para el Grupo 3 en una situación de “ola de frío”, según las zonas determinadas en el protocolo de detalle PD-02, son las establecidas en la siguiente tabla:

	<u>Consumo diario esperado día normal medio</u>	<u>Incremento diario previsto por ola de frío, por clientes del Grupo 3</u>	<u>% Incremento diario previsto por ola de frío, por clientes del Grupo 3</u>
Zona I (Levante)	<u>18 GWh/día</u>	<u>11 GWh/día</u>	60%
Zona II (Este)	<u>79 GWh/día</u>	<u>41 GWh/día</u>	52%
Zona III (Norte)	<u>40 GWh/día</u>	<u>34 GWh/día</u>	85%
Zona IV (Oeste)	<u>32 GWh/día</u>	<u>13 GWh/día</u>	41%
Zona V (Centro-Sur)	<u>140 GWh/día</u>	<u>76 GWh/día</u>	54%
	<u>308 GWh/día</u>	<u>175 GWh/día</u>	

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

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

2. En el estudio de la viabilidad de las programaciones mensuales, el GTS verificará que son viables tanto las programaciones asociadas a la demanda esperada como las programaciones que deberían realizarse en caso de producirse una ola de frío. De esta forma, los comercializadores deberán tener disponible la capacidad suficiente en las entradas al sistema ~~que prevén incrementar~~ necesarias para cubrir su demanda en caso de ola de frío. La demanda en el escenario de ola de frío se calculará incrementando la demanda del Grupo 3 prevista en cada zona en los porcentajes que aparecen indicados en la tabla.

Para que pueda estudiarse la viabilidad del escenario de ola de frío, cada comercializador deberá informar al GTS de la demanda prevista de sus clientes del Grupo 3 para cada mes del invierno en curso, ~~y de la capacidad contratada y reservada para cubrir el incremento de demanda asociado a la ola de frío. Esta información se facilitará~~ desagregada según las zonas geográficas definidas en el Protocolo de Detalle 02 y de acuerdo a los ~~los~~ formularios ~~2, 3 y 4~~ 2, 3 y 4 del Anexo.

3. El GTS alertará a los usuarios en caso de que se prevea una ola de frío, definida de acuerdo a los criterios incluidos en el apartado tercero, [y hará pública esta información, al menos, a través de su la página web.](#)

5 CONCLUSIONES

Se informa favorablemente sobre la Propuesta de Resolución por la que se aprueba el Plan invernal del Sistema Gasista, puesto que se considera que contribuye a mejorar la seguridad de suministro del Sistema Gasista durante este periodo invernal, reduciendo los riesgos ante posibles contingencias que puedan limitar temporalmente los aprovisionamientos de gas natural al Sistema español.

No obstante, se proponen las modificaciones recogidas en este informe y, de forma específica, en el anexo A del mismo, que se resumen en los siguientes puntos:

1. En relación con el término primero, se recomienda delimitar el periodo de vigencia del Plan Invernal propuesto al invierno 2009-2010 (del 1 de noviembre de 2009 al 31 de marzo de 2010).
2. En relación con la Regla 1ª, es preciso garantizar el flujo mínimo de gas necesario a través de Larrau sólo durante aquellos periodos en los que pueda existir un riesgo para la seguridad del Sistema. Asimismo, por motivos de transparencia, el transportista debería actualizar diariamente las capacidades disponibles en esta interconexión en sentido salida.
3. En relación con la Regla 2ª, se estima apropiado la posibilidad de que el GTS deniegue las programaciones de aquellos usuarios que mantengan unas existencias de GNL en cada planta por debajo de los dos días de capacidad de regasificación contratada, sin esperar a que el conjunto de la planta esté programado por debajo de los dos días de autonomía.
4. Y en relación con la Regla 3ª, es preciso que el Gestor verifique la existencia de una capacidad de entrada suficiente, disponible para hacer frente a la totalidad de la demanda prevista, en particular al incremento de demanda del Grupo 3 derivado de una ola de frío, en los términos que se determinan en la Propuesta. La seguridad del Sistema quedaría cubierta desde el punto de vista de la capacidad, dado que la

normativa vigente responsabiliza claramente a cada uno de los agentes del suministro de sus propios clientes y, en consecuencia, han de proceder a la reserva y contratación de capacidad suficiente para atender a su demanda en cualquier situación.

ANEXOS:

- **ANEXO A.** Modificaciones de la Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se establece el Plan de Actuación Invernal del Sistema Gasista.
- **ANEXO B.** Comentarios remitidos por los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

ANEXO A. MODIFICACIONES DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DGPEM POR LA QUE SE ESTABLECE EL PLAN DE ACTUACIÓN INVERNAL DEL SISTEMA GASISTA.

ANEXO B. COMENTARIOS REMITIDOS POR LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS.