



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME SOBRE LAS LIMITACIONES DE TRANSPORTE EN EL ÁREA NOROESTE DEL SISTEMA GASISTA, CON OCASIÓN DE LA ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE MUGARDOS

14 de junio de 2007

ÍNDICE

1	Objeto.....	1
2	Antecedentes	1
3	Normativa aplicable.....	11
3.1	Sobre el acceso de terceros a la red y las obligaciones económicas asociadas al mismo.	11
3.2	Sobre las situaciones de operación excepcional.....	13
4	criterios de cobertura de la demanda de gas recogidos en la planificación.....	15
5	Consideraciones.....	16
5.1	Consideraciones sobre la naturaleza del problema en el corto plazo	16
5.2	Consideraciones sobre los contratos de regasificación y transporte.....	19
5.2.1	Contratos de regasificación y reserva de capacidad.....	19
5.2.2	Contratos de salida del sistema de transporte y distribución	20
5.3	Consideraciones sobre los problemas operativos derivados de la gestión del sistema gasista actual.....	23
5.3.1	Limitaciones de transporte	23
5.3.2	Modelo de funcionamiento de planta única.....	24
5.4	Consideraciones sobre la planta de regasificación de REGANOSA	25
5.5	Consideraciones geográficas sobre la planta de regasificación de REGANOSA y otras entradas al sistema	25
5.6	Consideraciones sobre las soluciones propuestas por el Gestor Técnico del Sistema.....	28
5.7	Consideraciones sobre el tratamiento de una congestión como Situación de Operación Excepcional	30
5.8	Consideraciones sobre la duración de la congestión de Mugardos	32
6	Consideraciones finales	34
7	Conclusiones.....	37

INFORME SOBRE LAS LIMITACIONES DE TRANSPORTE EN EL ÁREA NOROESTE DEL SISTEMA GASISTA, CON OCASIÓN DE LA ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN DE MUGARDOS

1 OBJETO

El presente documento tiene como objeto resolver el expediente de actuaciones informativas, abierto como consecuencia de los problemas puestos de manifiesto por el Gestor Técnico del Sistema Gasista ante esta Comisión, relativos a las limitaciones de transporte de gas en la zona noroeste del sistema gasista (Tuy – Llanera - Zamora) que pueden ponerse de manifiesto con ocasión de de la puesta en servicio de la planta de regasificación de Mugaridos de REGANOSA.

Se ha solicitado información a ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema, a los transportistas titulares de las plantas de regasificación afectadas y a los comercializadores con capacidad contratada en esas plantas.

2 ANTECEDENTES

1. Congestión del Eje de Levante.

Con fecha 20 de abril de 2006 el Consejo de Administración de esta Comisión emite el “Informe sobre el escrito remitido por el Gestor Técnico del Sistema Gasista, ENAGAS, S.A., sobre limitaciones de transporte en el Eje de Levante”.

La congestión del Eje de Levante presenta similitudes con el caso de la congestión de Mugaridos, al manifestarse ambas con ocasión de la entrada en funcionamiento de una planta de regasificación nueva en el sistema. El tratamiento y los procedimientos durante el periodo en el que se produzca la congestión habrán de ser similares.

A partir del 1 de abril de 2006, fecha de puesta en operación comercial de la planta de Sagunto, se produce una congestión en el sistema de transporte de gas, en concreto, en el eje del Levante. Este eje, comprendido entre Cartagena y Tivissa, está alimentado por las plantas de Regasificación de Cartagena y Sagunto. La congestión implicaba que la capacidad de regasificación contratada por los agentes en estas dos plantas no podría ser utilizada en su totalidad, por no existir capacidad de transporte suficiente para evacuar la producción. El problema se origina, según el Gestor, por la puesta en marcha de la planta de Sagunto, sin que en paralelo se ponga en marcha el gasoducto denominado Eje Transversal y la estación de compresión de Montesa, que inicialmente estaban previstos para el año 2005, pero que se retrasarán hasta 2007.

La demanda que se puede atender con la producción de estas dos plantas, sería el consumo del eje de Levante, más una cantidad fija, que es el máximo transportable por la estación de compresión de Tivissa, por tanto, la producción no sería un número constante, sino que dependería de la demanda de la zona. En la medida que, con el tiempo, vayan entrando en funcionamiento más ciclos combinados en aquella zona el problema iría desapareciendo, al tender a zonalizarse el consumo de gas. No obstante, de acuerdo con lo manifestado por Enagas, el problema no se solventaría completamente hasta la puesta en marcha del gasoducto transversal.

2. Situaciones de congestión en el Sistema Gasista

Con fecha 1 de junio de 2006 se envía al Gestor Técnico del Sistema escrito de solicitud de información con objeto de conocer situaciones de características similares a las que se dan en el eje del Levante, para que remita un estudio en el que se reflejen las limitaciones de transporte que pudieren surgir en un futuro en las distintas instalaciones que conforman el sistema gasista. El objeto del mismo es conocer, con suficiente antelación, posibles problemas que pudieran derivarse de una situación similar, así como las pautas más razonables para acometer su resolución.

En particular, se requiere la siguiente información al Gestor Técnico del Sistema, ENAGAS:

“... ”

1. *Instalaciones en los que pudiere surgir limitación de capacidad.*
2. *Causas de la congestión. En particular, las derivadas del inicio de operación de la planta de regasificación de REGANOSA.*
3. *Ciclos combinados u otros grandes consumidores cuya fecha de entrada en operación pueda verse comprometida. Se describirá la magnitud de estos consumos y la forma en la que afectan a la evolución de la limitación de capacidad.*
4. *Estimación de la duración del problema. Cronograma en el que se detalle la evolución de la limitación de capacidad para cada infraestructura, en el que se incluyan las distintas actuaciones, entradas de consumos relevantes, nuevas infraestructuras, etc., que contribuyan a modificar la limitación.*
5. *Capacidades de producción desglosadas a nivel mensual, en GWh/día, que pudieren ver comprometida su vehiculación o suministro por dicha situación e instalaciones que pudieren ser afectadas.*
6. *Capacidades de transporte totales en GWh/día, capacidades contractuales totales y vinculadas al desarrollo de infraestructuras de agentes (transportistas y comercializadores) que pudieren verse afectados por la posible limitación de capacidad. Cantidades en las que se limitaría la operación normal de cada agente y cómo afectaría a las posibilidades de atención de toda la demanda fuera del área de limitación, considerando todos los recursos del sistema gasista.*
7. *Soluciones que como Gestor Técnico del Sistema propone. Posibles afecciones a la capacidad contratada. Valoración de las soluciones propuestas.*
8. *Se propone un horizonte temporal de tres años, englobando el periodo 2006-2008.”*

3. En reunión mantenida el 28 de junio entre representantes de ENAGAS y de esta Comisión, ENAGAS realiza un análisis de la incorporación al sistema de la planta de regasificación de Mugaros. Dicho análisis considera que la emisión de la planta de Mugaros va a estar condicionada a la demanda convencional de la zona en cada época del año más los consumos de los ciclos combinados de su zona de influencia. Además se encuentra limitada por las necesidades de presión del resto del sistema de transporte, ya que la Red Básica debe operarse de forma que se garanticen unos niveles de presión adecuados en la zona centro.
4. Con fecha 30 de junio de 2006, ENAGAS remite como contestación a la solicitud de esta Comisión, escrito al que adjunta presentación referente a la congestión que provocará la entrada en funcionamiento de la planta de regasificación de Mugaros, no aportando nueva información a la ya presentada el 28 de junio de 2006.

5. Para tratar la problemática puesta de manifiesto con la entrada en funcionamiento de la planta de regasificación de Mugardos, ENAGAS convoca reunión del Grupo de Operación, el día 11 de julio de 2006. Entre los convocados figuraban representantes de ENAGAS, de REGANOSA, de los comercializadores afectados, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y de esta Comisión. En dicha reunión se exponen las alternativas ya puestas de manifiesto ante esta Comisión, añadiendo justificaciones técnicas para distintos supuestos de operación.
6. Como resultado de la reunión del grupo de operación, la Dirección de Gas de esta Comisión decide solicitar información particular a REGANOSA, así como a cada uno de los comercializadores afectados.

Con carta fechada el 19 de julio de 2006 se envía a REGANOSA escrito de solicitud de información, en el que se requiere a REGANOSA la siguiente información:

“...

- *Capacidades de regasificación y carga de cisternas nominales de la Planta, en GWh/día.*
- *Capacidades contratadas a largo y corto plazo.*
- *Nuevas solicitudes de capacidad en su planta, sin asignar aún. Comercializadores y cantidades respectivas (en GWh/día) solicitadas por cada uno en regasificación y/o carga de cisternas.*
- *Previsión de la fecha de puesta en gas de la planta, comienzo de emisiones en fase de pruebas, fecha de operación comercial, y fecha de puesta en marcha de los distintos gasoductos asociados a REGANOSA.*
- *Previsión de volúmenes (en GWh) de gas a descargar y a regasificar mensualmente, hasta final de 2007.*
- *Posibles soluciones comerciales que, desde su punto de vista, puedan solucionar la congestión física que pudiera darse con la entrada de la planta de REGANOSA.*
- *Cualquier otro aspecto que, desde su punto de vista, deba ser tenido en cuenta en esta situación.”*

Mediante cartas fechadas el 19 de julio de 2006 se envía, a UNIÓN FENOSA GAS y ENDESA ENERGÍA, como usuarios que disponen de contratos de regasificación en la planta de REGANOSA, escritos de solicitud de información, en los que se requiere a UNIÓN FENOSA GAS y ENDESA ENERGÍA, respectivamente, la siguiente información:

- “...

- *Capacidades de regasificación y carga de cisternas, en GWh/día, contratadas en cada una de las plantas de regasificación del sistema hasta 31 de diciembre de 2007 por su grupo empresarial.*
- *Capacidad solicitada en GWh/día, sin asignar aún, de regasificación y carga de cisternas en cada una de las plantas de regasificación del sistema.*
- *Previsión de volúmenes (en GWh) de gas a descargar y a regasificar (sin cisternas) mensualmente, hasta final de 2007 en REGANOSA.*
- *Ciclos combinados suministrados por su comercializadora en la zona de influencia de REGANOSA. Fechas aproximadas de puesta en gas, inicio de pruebas y operación comercial. Previsión de utilización de dichos ciclos: caudales diarios contratados (GWh/día) y consumo mensual.*
- *Ciclos combinados suministrados por su comercializadora fuera de la zona de influencia de REGANOSA y con contrato de acceso referenciado a dicha planta.*
- *Ventas de su comercializadora, en GWh/mes en la zona de influencia de REGANOSA hasta final de 2007.*
- *Posibles soluciones comerciales que, desde su punto de vista, puedan solucionar la congestión física que pudiera darse con la entrada de la planta de REGANOSA a corto plazo.*
- *Cualquier otro aspecto que, desde su punto de vista, deba ser tenido en cuenta en esta situación.”*

7. Como consecuencia de la solicitud de esta Comisión, REGANOSA remite carta, con fecha de entrada en el registro de esta Comisión el 6 de septiembre de 2006, en la que se incluye la información solicitada y apunta los siguientes comentarios:

“... ”

Llama la atención que el GTS realizara un análisis de la operación de la Planta de REGANOSA, que no figura ni expresa ni implícitamente referido en la Revisión de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, de marzo de 2006. Como conocen, en esa Revisión se incluye la Planta de REGANOSA con una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ de GNL y una capacidad de emisión de gas natural de 412.800 m³ (n)/h, ambos bajo la categoría “A”, es decir, se trata de una instalación necesaria “para el correcto funcionamiento del sistema Gasista y [para] poder garantizar el suministro a la demanda considerada, tanto convencional como para generación eléctrica...” y que como tal es necesario que “entre[n] en funcionamiento en las fechas señaladas dado que cualquier retraso respecto a las mismas podría poner en riesgo la seguridad y continuidad del suministro de gas natural” (pag. 285). De igual modo se clasifica la red de gasoductos asociada a la Planta e igualmente promovida por Reganosa.”

Trasladan las siguientes consideraciones:

1. El carácter obligatorio de la Planificación, en la que se encuentra incluida la planta de REGANOSA desde el año 2002 como instalación de categoría “A” sin que se encuentre sujeto o condicionado su funcionamiento al desarrollo de otras infraestructuras, en cuyo caso, presumiblemente, se hubiera clasificado como instalación de tipo “B”.

2. Siendo una instalación recogida en la Planificación Obligatoria con categoría “A” REGANOSA se manifiesta sorprendida por el hecho de que su funcionamiento quede restringido a un supuesto “ámbito local”.
3. Achaca al GTS falta de previsión en el desarrollo de la Red Básica de forma que se garantizase un correcto funcionamiento y utilización de la Planta de REGANOSA dentro del sistema gasista nacional, en función del artículo 64.3 de la Ley del Sector de Hidrocarburos, en el que se indican las funciones del GTS.
4. Alerta de graves consecuencias por poner en riesgo la capacidad de REGANOSA de atender los compromisos de reserva de capacidad y prestación de servicios de regasificación que tiene suscritos con sus clientes desde julio de 2002. Para todos esos contratos el GTS evacuó informe positivo de viabilidad, sin que alertara o condicionara su informe positivo al desarrollo de otra infraestructura.
5. Recuerda los criterios de cobertura de la demanda de gas de la Planificación: distribución de las entradas de gas, mallado de la red y optimización de la inversión.
6. Muestra su preocupación por la imposibilidad de incrementar su capacidad de regasificación, lo que no permitiría una optimización de la inversión, ni para REGANOSA, ni para el Sistema.

Plantean como soluciones:

- *“Indicar al GTS la necesidad de buscar otras alternativas de operación de REGANOSA más conformes con los objetivos de la Planificación y siempre en condiciones no discriminatorias.*
 - *Instar al aumento de la capacidad de transporte de la Red Básica a la que se conectan los gasoductos de Reganosa, en concreto el Tuy-Llanera.*
 - *Instar la conexión con El Bierzo desde la Red Básica en Galicia. Esto permitiría cerrar un anillo que aumentaría la seguridad del suministro en ambas direcciones, además de facilitar el suministro futuro de gas natural a las comarcas de El Bierzo y Valdeorras.”*
8. Como consecuencia de la solicitud de esta Comisión, UNIÓN FENOSA GAS remite carta, con fecha de entrada en el registro de esta Comisión el 22 de septiembre de 2006, en la que se incluye la información solicitada y apunta los siguientes comentarios:

Manifiesta su sorpresa por el desconocimiento del Gestor de la situación, situación que identifica sólo unos meses antes de la entrada en funcionamiento de la planta, y que debería conocer por tratarse de una instalación calificada como categoría “A” en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011 y por ser una de las funciones del Gestor Técnico del Sistema, la de proponer al Ministerio el desarrollo de la Red Básica de gas natural.

Considera que cualquier solución que se proponga debe ir encaminada a asegurar los derechos de los usuarios, que tienen contratada capacidad, manteniendo la producción prevista de la planta, asegurando la viabilidad de las inversiones y la disponibilidad de la totalidad de las capacidades contratadas por los usuarios sin que la posible situación de congestión temporal les suponga ningún perjuicio.

Considera, que las soluciones comerciales deberían ser similares a las implantadas con el conflicto eje-Levante. En concreto:

- *“Maximizar la producción física de REGANOSA, de acuerdo con las nominaciones previstas de los usuarios, modificando los flujos del sistema siempre que sea técnicamente posible (conexión del sistema español con Portugal).*
- *Toda aquella producción que no fuera físicamente posible, deberá ser realizada por otra planta, desviando los barcos necesarios para ello y compensando a los usuarios por los costes adicionales que pudieran existir, como son los costes de flete, boil-off, etc.*
- *Debería compensarse a la planta de REGANOSA por la retribución variable perdida por la menor producción realizada, mediante mecanismo de compensación con la planta que realice la producción física.”*

Desde el punto de vista de las infraestructuras, considera necesario que se realicen las instalaciones necesarias para garantizar la utilización máxima de la planta, mejorando, además, la seguridad del sistema gasista y disminuyendo la dependencia de las entradas desde el Sur de la Península.

9. Como consecuencia de la solicitud de esta Comisión, en escrito de 13 de septiembre de 2006, ENDESA ENERGÍA remite la información solicitada.

Endesa apunta la similitud de este caso con la congestión del eje de Levante achacándola a una deficiente planificación o ejecución de las infraestructuras de

transporte necesarias. Considera que es el Gestor Técnico quien debe encontrar la solución más adecuada, sin perjudicar a los usuarios de las instalaciones.

Propone la solución denominada “Tanque Único” ya que no perjudicaría a ninguno de los usuarios del sistema gasista.

Considera y remarca que, “habiendo actuado dentro de la normativa vigente y participado de forma proactiva en la anticipación y análisis de todo tipo de problemas en las instalaciones pertenecientes al Sistema Gasista, no debe verse perjudicada por una no adecuada planificación de infraestructuras totalmente ajena a su actividad.”

10. ENAGAS, con objeto de tratar la congestión de Mugarodos, convocó una nueva reunión del Grupo de Operación el día 14 de noviembre de 2006. Entre los convocados figuraban representantes de ENAGAS, de REGANOSA, de los comercializadores afectados, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y de esta Comisión. El objeto de la misma fue presentar, por parte de Enagas, en su calidad de Gestor Técnico del Sistema, una propuesta de programación para la planta de Reganosa desde marzo de 2007, nueva fecha comunicada para el inicio de las operaciones, hasta diciembre de 2007. La propuesta se basa en el escenario que mejor asegura las presiones en el conjunto de la red de transporte, conforme a los resultados de las simulaciones realizadas por el GTS, teniendo en cuenta el grado de contratación de la planta. Los traslados de buques que fuese necesario realizar desde Reganosa se dirigirán preferiblemente a la planta de Huelva.

En la reunión se confirmaron datos de relevancia para acotar la congestión:

- Primera descarga prevista en Mugarodos en febrero de 2007
- Fecha de inicio de las operaciones de la Planta en marzo de 2007
- Inicio de pruebas de la CTCC de Sabón en abril de 2007
- Inicio de pruebas de la CTCC de As Pontes en mayo de 2007
- Unión Fenosa informó que Sabón-1 se suministrará con su contrato de la planta de Reganosa.

- La comercializadora que suministrará As Pontes es Gas Natural Comercializadora que no tiene contrato de acceso por Reganosa. Enagas confirmó que el suministro a As Pontes sólo es viable desde Reganosa y Endesa, que comparte este hecho, planteó que pudieran ser tenidas en cuenta otras alternativas ligadas a la disponibilidad de gas de Reganosa.

- Se acuerda que la declaración de SOE se efectuará en el momento en que sea necesario.

ENAGAS, por su parte, presenta una estimación de la operativa que presentará la planta de regasificación de Mugaros durante el año 2007.

11. En fecha 29 y 30 de noviembre de 2006, y como complemento de la reunión del grupo de Operación de 14 de noviembre de 2006, representantes de ENAGAS y REGANOSA se reúnen con objeto de estudiar en detalle diferentes alternativas de producción desde Mugaros. En dicha reunión se concluye con la necesidad de la planta de regasificación de Mugaros para atender la demanda de los ciclos combinados de la zona, siendo posible atender, únicamente, un ciclo con las actuales infraestructuras. Además se indica que la forma de funcionamiento de Mugaros dependerá de las nominaciones que efectúen los usuarios a esta planta, pero también a la planta de Huelva y a la conexión internacional de Magreb.

12. El 14 de diciembre de 2006, el Consejo de Administración de esta Comisión aprobó una Resolución en el Conflicto de Gestión Técnica del sistema CGT 5/2006, instado por Iberdrola S.A. contra Enagas S.A. en su condición de Gestor Técnico del sistema, por la gestión diaria de la situación de operación excepcional en el eje Levante. Como conclusiones del mismo se establece: *“PRIMERO.- Declarar ajustadas a derecho las órdenes impartidas por el Gestor Técnico del Sistema de restringir la capacidad de regasificación de IBERDROLA en la planta de regasificación de Sagunto, en función del consumo de sus centrales térmicas de ciclo combinado, en cumplimiento de la función atribuida por el artículo 10.6.1 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, aprobadas por la Orden ITC/3126/2005, que recoge las medidas a adoptar en Situación de Operación Excepcional de Nivel 0. SEGUNDO.- ENAGAS, como Gestor Técnico del Sistema,*

deberá establecer los criterios y mecanismos que deberá aplicar en lo sucesivo para resolver los problemas de congestión en el Eje de Levante, desarrollando y publicando el procedimiento pertinente en un plazo de dos meses a contar desde la notificación de la presente Resolución. Estos criterios serán comunicados a la Comisión Nacional de Energía.”

13. El Consejo de Administración de esta Comisión, en su sesión de 6 de marzo de 2007, acordó solicitar información adicional a Enagas en relación con los refuerzos necesarios, a futuro, para asegurar la evacuación de gas desde la planta de Reganosa. En este sentido, en fecha 30 de marzo de 2007, se solicitó a Enagas:
“Dado que en la actualidad parecen no existir infraestructuras planificadas que permitan eliminar la citada situación de congestión, se solicita a Enagás que realice un análisis que le permita identificar las infraestructuras de transporte adicionales que serían necesarias para solventar esta situación de congestión”
14. En fecha 18 de abril de 2007, tiene entrada en esta Comisión la respuesta de Enagas en el que se señala únicamente que en fecha 13 de abril de 2007 han procedido a enviar a la Subdirección General de Planificación Energética del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la propuesta del Gestor Técnico del Sistema de desarrollo de infraestructuras del Sistema Gasista para el periodo de planificación 2007-2016 y que en dicha propuesta se recogen las siguientes infraestructuras:
 - a. Ampliación de la capacidad de regasificación de la planta de Reganosa hasta 825.600 m³(n)/h, el doble de su capacidad actual
 - b. Nuevo gasoducto Guitiriz-Pontefarrada (30”)
 - c. Nuevo Gasoducto Ponterrada—Zamora (30”)
 - d. Nuevo Gasoducto Zamora-Algete (32”)
 - e. Ampliación de la estación de compresión de Zamora
 - f. Ampliación de estación de compresión de Algete

Añade Enagas, que “una vez que estas infraestructuras entren en operación, el sistema de transporte y distribución quedará suficientemente dimensionado para posibilitar el transporte del gas regasificado en la planta de Reganosa que no se consume localmente y cuya aportación al sistema es considerada como necesaria para la cobertura de la demanda punta prevista en el periodo de análisis”

3 NORMATIVA APLICABLE

La normativa actual del sistema gasista no contiene previsiones en lo que se refiere a la congestión física de la capacidad del sistema, es decir, a la situación donde la capacidad contratada excede a la capacidad real de las instalaciones. Por el contrario, sí contiene un mecanismo para resolver situaciones de congestión contractual, esto es, situaciones donde la capacidad contratada no se está usando y existe demanda por parte del resto de agentes, estableciendo el principio de pérdida de la capacidad contratada por infrautilización de la misma.

3.1 Sobre el acceso de terceros a la red y las obligaciones económicas asociadas al mismo.

En relación con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas, el artículo 5 del Real Decreto 949/2001, relativo a la solicitud de acceso, señala:

“1. Los sujetos que quieran ejercer el derecho de acceso a plantas de regasificación y a almacenamientos deberán remitir una petición formal de reserva de capacidad a los titulares de dichas instalaciones con indicación del calendario y programa de utilización.

Los sujetos con derecho de acceso que quieran ejercer el mismo a las instalaciones de transporte y distribución deberán remitir una petición formal de reserva de capacidad a los titulares de las instalaciones a las que estén conectados los puntos de entrada del gas natural al sistema de transporte y distribución, con indicación de los puntos de salida del mismo, así como el calendario de utilización previsto.

(...)

Las solicitudes de acceso, para el mercado liberalizado, se resolverán atendiendo al orden cronológico de recepción de la petición formal.

(...)

2. Los titulares de las instalaciones que hayan recibido una petición formal de acceso deberán, en el plazo máximo de seis días hábiles, remitirla al gestor técnico del sistema, quien analizará las posibilidades del conjunto del sistema, y a los titulares de las instalaciones donde estén conectadas los puntos de entrega del gas natural, junto con la evaluación de la prestación del servicio de sus propias instalaciones, para que éstos, en el plazo máximo de doce días hábiles, emitan un informe sobre la viabilidad del servicio solicitado, en el que se incluirán las posibles alternativas en caso de imposibilidad de la prestación solicitada. La no remisión de los informes en los plazos establecidos supondrá la aceptación de la solicitud por los sujetos que deberían remitirlos.”

Por otra parte el artículo 6, del mismo Real Decreto, sobre Contratación del acceso a instalaciones gasistas señala en su apartado 2:

“2. Los comercializadores podrán modificar los puntos de salida de gas natural siempre que exista capacidad para ello, sin otro requisito que la comunicación a los titulares afectados por el contrato, sin que ello suponga la necesidad de la modificación del contrato, siendo suficiente con que se anexasen a los contratos los datos correspondientes a las instalaciones y los consumos de los nuevos puntos, y, en su caso, suscribirán el contrato los titulares de las instalaciones donde estén situados los nuevos puntos de salida del gas natural. En todo caso, los transportistas darán traslado al gestor técnico del sistema del detalle de los nuevos anexos tramitados de consumo superior a 50.000.000 de kWh/año.”

El artículo 8 del Real Decreto 949/2001, modificado por la Disposición Adicional Primera del Real Decreto 1434/2002, establece las causas de denegación del acceso de terceros a las instalaciones:

“Podrá denegarse el acceso de terceros a las instalaciones únicamente cuando concurra alguno de los siguientes supuestos:

a) La falta de capacidad disponible durante el período contractual propuesto por el contratante.

Para la aplicación de este supuesto deberán tenerse en cuenta los siguientes criterios:

1º. Siempre que el solicitante disponga de capacidad de entrada al sistema suficiente para atender el nuevo suministro, no se podrá denegar el acceso al sistema de transporte y distribución por falta de capacidad cuando se refiera a un suministro existente que se encuentre consumiendo gas natural en las cantidades solicitadas.

2º. En el caso de instalaciones de acceso al sistema: plantas de regasificación y gasoductos internacionales, el propietario de la instalación correspondiente, antes de denegar la petición de acceso, deberá comunicar a todos los sujetos con los que tenga contrato de acceso en vigor la posibilidad de modificación a la baja de la capacidad contratada en los contratos vigentes hasta cubrir la capacidad solicitada. Dicha modificación no supondrá en ningún caso posibles costes o penalizaciones que pudieran contener los contratos para la reducción de capacidad de acceso de entrada al sistema.

En cualquier caso, antes de denegar la capacidad de acceso, el propietario de la instalación solicitará informe al Gestor Técnico del Sistema sobre la posibilidad de acceso al sistema a través de otra instalación de entrada, que en caso de existir será comunicada al solicitante.

(...)”

Por su parte, el artículo 10, del Real Decreto 949/2001 relativo a los derechos y obligaciones de los titulares de las instalaciones relacionados con el acceso de terceros a las mismas.

“2. Los titulares de instalaciones en relación con las cuales pueda ejercerse el derecho de acceso tendrán las siguientes obligaciones:

a) Gestionar y operar sus instalaciones, en coordinación con otros titulares de instalaciones cuando la misma sea necesaria para garantizar los servicios de acceso contratados y en cualquier caso con el gestor técnico del sistema, y cuando la fiabilidad y seguridad del sistema interconectado lo requiera.”

Por otro lado, el artículo 11 del Real Decreto 949/2001 sobre Derechos y obligaciones de los sujetos con derecho de acceso establece:

“1. Son derechos de los sujetos con derecho de acceso los siguientes:

(.....)

b) Recibir el gas en las condiciones de regularidad establecidas y con la calidad y presión que se determine en el contrato.”

El artículo 7 del Real Decreto 949/2001, sobre condiciones mínimas de los contratos de acceso a las instalaciones, indica a su vez:

“1. Las condiciones mínimas de los contratos de acceso a suscribir con los transportistas y/o distribuidores titulares de las instalaciones correspondientes serán las siguientes:

a) Sujeto obligado al pago de los peajes y cánones.

El sujeto único obligado al pago de los peajes y cánones es el comercializador o el consumidor cualificado que haya firmado el contrato de acceso a las infraestructuras.

En caso de impago de los peajes o cánones por parte de un comercializador, el titular de las instalaciones no podrá exigir dicho pago del cliente cualificado.

El impago del contrato de suministro suscrito entre el cliente cualificado y el comercializador no exime a éste de su obligación de pago por el acceso a las instalaciones.

(.....)

5. La facturación de los peajes se realizará de acuerdo con lo previsto en el presente Real Decreto. Las empresas de transporte, distribución y almacenamiento subterráneo de gas natural deberán dar a las cantidades ingresadas la aplicación que proceda de acuerdo con el capítulo V¹ de este Real Decreto.”

También en su artículo 29, el Real Decreto 949/2001 define de los peajes y cánones de los servicios básicos.

“1. Los peajes y cánones que se regulan en el presente Real Decreto son de aplicación a los sujetos con derecho de acceso, según se establece en la Ley 34/1998, en el ejercicio del mismo.

2. A los efectos de lo establecido en el presente Real Decreto, se considerarán como peajes y cánones de los servicios básicos los siguientes:

a) Peaje de regasificación. El peaje del servicio de regasificación incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de buques, transporte a tanques de gas natural licuado (GNL), regasificación o carga de cisternas de GNL y un almacenamiento operativo de GNL en planta equivalente a diez días de la capacidad contratada diaria.

La contratación del peaje de regasificación dará derecho a la contratación del servicio de almacenamiento de GNL en planta, adicional al incluido en este peaje, por la capacidad necesaria para la descarga de buques empleados para el transporte de GNL, con el límite de la capacidad máxima de atraque.

b) Peaje de transporte y distribución. El peaje del servicio de transporte y distribución incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para transportar el gas desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de suministro al consumidor cualificado así como la utilización de un almacenamiento operativo correspondiente a cinco días de la capacidad de transporte y distribución contratada. Este peaje será, asimismo, aplicable al suministro de consumidores cualificados conectados a redes de distribución locales alimentadas mediante plantas satélites.”

3.2 Sobre las situaciones de operación excepcional

¹ El capítulo V se refiere a liquidaciones.(Esta nota no está incluida en el Real Decreto)

La Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueba las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista, define en su apartado 10.2, la Situación de Operación Excepcional, SOE, como *“aquella en la cual 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.”* Señala, este apartado a Enagas como responsable de la gestión del sistema en esta situación: *“El Gestor Técnico del Sistema es responsable de la correcta aplicación de este procedimiento de operación, para lo que emitirá las instrucciones correspondientes a las empresas transportistas y distribuidoras de gas natural y gas manufacturado por canalización, así como a las empresas comercializadoras de gas natural y a los consumidores que se aprovisionen directamente”*

Por otro lado, en el apartado 10.6 de las mismas Normas señala que una Situación de Operación Excepcional de Nivel 0, podrá producirse, entre otros, en los siguientes casos: *...”limitaciones del transporte o distribución de gas debido a contingencias en las instalaciones o la existencia de una perturbación en el sistema (...)”*

En el apartado 10.6.1 de la Normas se señala como medidas a adoptar en Situación de Operación Excepcional de Nivel 0 la “Modificación de las descargas de buques”

En cuanto a las funciones del Gestor Técnico del Sistema, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos señala en su artículo 64, sobre el Gestor Técnico del Sistema.

“1. El Gestor Técnico del Sistema, como responsable de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario, tendrá por objeto garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución.

El Gestor del Sistema ejercerá sus funciones en coordinación con los distintos sujetos que gestionan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

2. Las actividades de gestión técnica que realice el Gestor del Sistema serán retribuidas adecuadamente conforme a lo dispuesto en el Capítulo VII de este Título.

3. Serán funciones del Gestor Técnico del Sistema las siguientes:

a) Determinar y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo.

b) Prever a corto y medio plazo la utilización de instalaciones del sistema, así como de las reservas de gas natural, de acuerdo con la previsión de la demanda.

c) Impartir las instrucciones necesarias para la correcta explotación del sistema de gas natural y su transporte de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan. Asimismo, impartirá las instrucciones precisas a los transportistas para ajustar los niveles de emisión de gas natural a la demanda del sistema gasista.(...)”

El Real Decreto 949/2001, en su artículo 12.1, también señala:

“En sus relaciones con los sujetos que operan y utilizan el sistema gasista actuará² bajo los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.”

4 CRITERIOS DE COBERTURA DE LA DEMANDA DE GAS RECOGIDOS EN LA PLANIFICACIÓN

La Revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, publicada en marzo de 2006, se justifica de la siguiente forma:

“La planificación obligatoria del sistema de gas natural tiene por objeto asegurar la cobertura de la demanda de gas natural, con unas condiciones de seguridad adecuadas y al menor coste posible.

...

Asimismo, es necesario resaltar que en un ámbito geográfico como el español, una adecuada distribución de las entradas de gas, tanto en situación como en capacidad de entrada, permite, al reducir al mínimo la distancia media a recorrer por el gas natural, maximizar la capacidad de transporte de las infraestructuras existentes.

Finalmente, el mallado adecuado de la red permite, sin sobrecostes relevantes, mejorar la seguridad de suministro, ante eventuales interrupciones del transporte, a todos aquellos centros de consumo que puedan ser suministrados desde dos o más puntos.

10.1 Criterios de diseño de los puntos de entrada

La capacidad global de entrada al sistema debe ser suficiente para garantizar:

- La cobertura de la demanda convencional en situación de punta anual y, simultáneamente, la atención a todos los ciclos combinados.*
- La cobertura, en caso de fallo total de una cualquiera de las entradas, del 100% de la demanda convencional en situación de día laborable invernal excepto, en su caso, la demanda interrumpible existente así como el suministro a un mínimo del 90% de los ciclos combinados considerados.*
- La existencia de una sobrecapacidad suficiente, en torno al 10%, para asegurar la cobertura de la demanda ante la eventualidad de que la demanda punta de gas crezca durante varios años seguidos a un ritmo superior al previsto.*

...

La elección de los puntos de entrada se ha realizado con el objetivo de acercar los puntos de entrada a las zonas de consumo en aquellas áreas que se encontraban más alejadas, en tanto que las fechas de puesta en operación se han acomodado a la evolución de la demanda. En cuanto a las capacidades de entrada y su evolución se ha definido teniendo en cuenta que la inversión global en el sistema se minimiza cuando desde cada entrada se cubre la demanda de su zona de influencia y se deja una capacidad de trasvase razonable desde o hacia las zonas colindantes.

10.2 Criterios de diseño de la capacidad de almacenamiento de GNL

² Referido al GTS

Para el dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento de GNL en cada una de las plantas de regasificación del sistema gasista español se han considerado los siguientes criterios:

-Capacidad de almacenamiento frente a posibles contingencias meteorológicas (cierres de puertos). Para hacer frente a esta eventualidad, cada planta de regasificación deberá disponer de una capacidad de almacenamiento operativa de GNL (adicional al nivel mínimo operativo de llenado) en relación con la producción de forma continuada a su capacidad nominal, tal que le permita con un nivel de llenado del 50%, disponer de una autonomía mínima de 3 días, si la planta se encuentra ubicada en el Mediterráneo, o 4 días, si la planta en cuestión se encuentra emplazada en el Atlántico o en el Cantábrico. Es decir, la capacidad de almacenamiento operativa total de cada una de las plantas debería situarse, según lo anteriormente descrito, entre los seis y los ocho días de su capacidad nominal de producción.

-Adicionalmente a la capacidad anterior, las plantas de regasificación deberían disponer de una capacidad de almacenamiento de GNL que permitiese disponer de una autonomía de al menos otros 3 días de producción nominal.

De acuerdo con los criterios de diseño anteriores, y según los incrementos de almacenamiento de GNL y de capacidad de emisión nominal propuestos, la tendencia de todas las plantas de regasificación, tanto existentes como previstas en el periodo de tiempo analizado, a excepción de la Planta de Reganosa, es la de disponer en un futuro de, aproximadamente, 10 días de autonomía de producción nominal, según se muestra en el gráfico siguiente. En el caso de la Planta de Reganosa, la autonomía prevista se situaría en torno a los 20 días de producción a capacidad nominal.

10.3 Criterios de diseño de los gasoductos de transporte

...

Asimismo, el diseño de los gasoductos de transporte, que a su vez debe estar íntimamente ligado al de los puntos de entrada, debe estar guiado por los criterios de minimizar la distancia media de transporte y de definir los diámetros de los gasoductos que permitan vehicular el gas necesario con unos márgenes operativos razonables, debiendo compatibilizarse con el aumento del mallado de la red, dadas las ventajas que éste proporciona desde el punto de vista de la seguridad del suministro a los consumidores finales.”

5 CONSIDERACIONES

5.1 Consideraciones sobre la naturaleza del problema en el corto plazo

El problema que se plantea, que coincidirá con la puesta en operación comercial de la Planta de Mugaros y la progresiva entrada en vigor de los contratos de acceso a la misma, es una restricción operativa que impide, tanto el uso de toda la capacidad contratada por los comercializadores en la planta de regasificación de Mugaros, como la contratación de capacidad actualmente libre en dicha planta. El problema surge al ser

mayor la capacidad de regasificación que la capacidad de evacuación, debido a limitaciones en la capacidad de transporte en la zona noroeste (Tuy-Llanera-Zamora) del sistema gasista o a un déficit de demanda en su zona de influencia. Se trata de una situación de congestión física. Esta congestión no existiría si el gas regasificado por la planta fuese consumido en la zona noroeste y no necesitase ser transportado fuera de ella. En la actualidad, no existen infraestructuras planificadas que permitan eliminar la situación de congestión física.

De acuerdo con la información facilitada por Enagas, los mayores problemas se producirán durante los meses de verano de 2007 (de junio a septiembre), ya que la mayor demanda de los meses invernales en la región noroeste evita la necesidad de transportar el gas introducido por la planta de Mugarodos a otras regiones del sistema. Además la progresiva incorporación de ciclos combinados que consumirán gas en la zona, minimizará las necesidades de transporte de gas fuera del área. La entrada en operación comercial de la Planta se simultaneará con la entrada en operación, en fase de pruebas, de los ciclos combinados de Sabón I y As Pontes I y II, por lo que ENAGAS prevé una situación de congestión que se mantendrá para el conjunto del año 2007, que será especialmente acusada desde el inicio de la operación comercial de la planta de Mugarodos a septiembre de 2007, mes en el que previsiblemente entrarán los ciclos combinados en operación comercial.

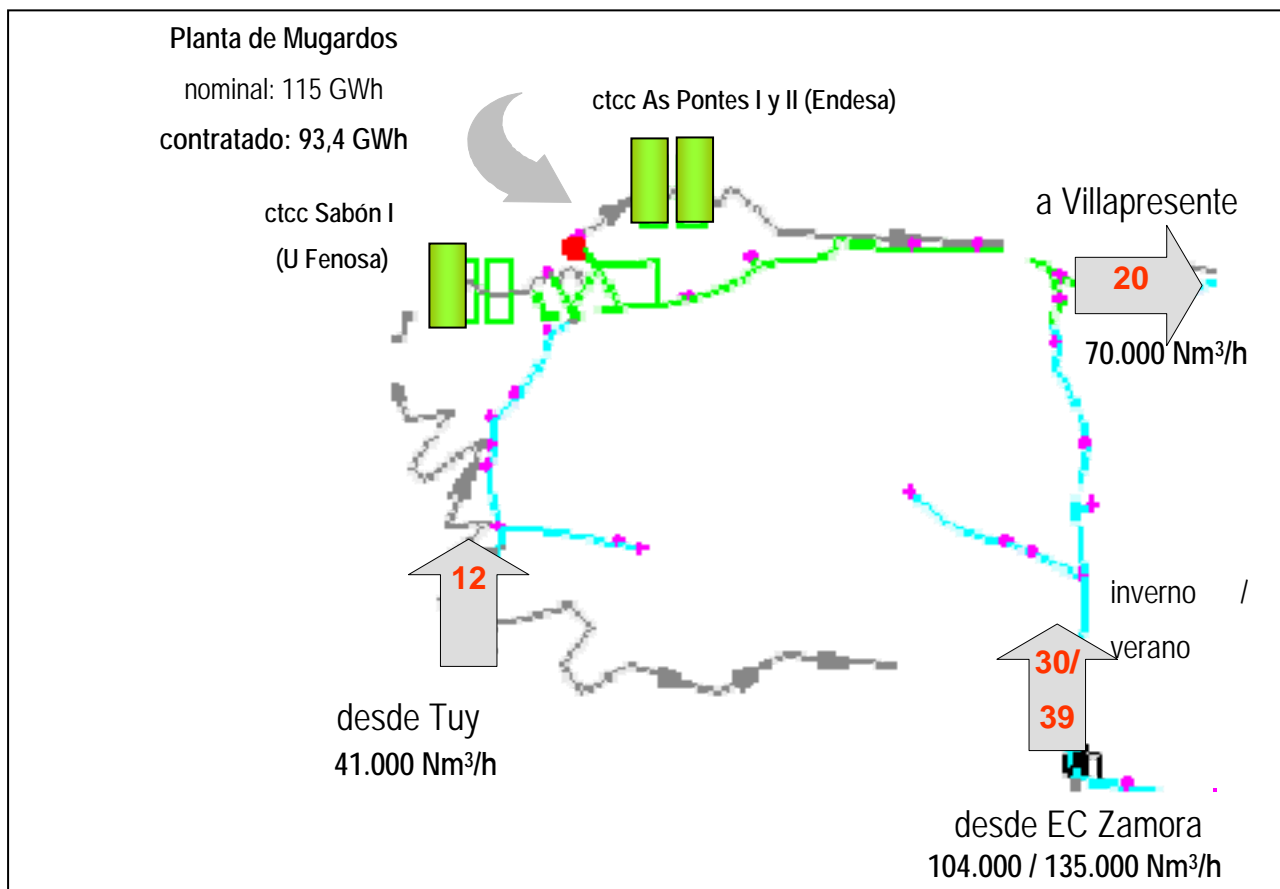


Figura 1.: Esquema del funcionamiento de la zona Noroeste según simulación realizada por Enagas en colaboración con Reganosa.

Al mismo tiempo, ENAGAS reconoce la necesidad de disponer de la planta de regasificación de Mugarodos para atender la demanda en el área noroeste, principalmente debida a los ciclos combinados. En las condiciones actuales, sin Mugarodos, según ENAGAS, el sistema sería capaz de atender la demanda convencional más la demanda de un grupo de ciclo combinado. Dado que en la región se prevé que tres grupos de ciclo combinado inicien su operación durante el año 2007, la actividad de los mismos no sería posible salvo que se introduzca gas desde la planta de REGANOSA en Mugarodos.

El desarrollo de las infraestructuras propuestas por ENAGAS, en el escrito, de fecha 18 de abril de 2007 en respuesta a la solicitud de esta Comisión de fecha 6 de marzo de 2007, resolvería en el largo plazo, no sólo la posible congestión ligada a la actual capacidad de regasificación de Reganosa, sino que duplicaría la capacidad de producción Reganosa, transportando ese gas hacia el centro de la Península. Sin embargo, aún cuando fueran incluidas en la Planificación vinculante, el horizonte temporal para que esta

medida sea efectiva puede estimarse en 4 o más años, de ahí la necesidad de estudiar la problemática operativa en el corto plazo.

5.2 Consideraciones sobre los contratos de regasificación y transporte

5.2.1 Contratos de regasificación y reserva de capacidad

Enagas, con el acuerdo de los integrantes del grupo de Operación, plantea como primera medida para paliar la congestión, la limitación de la contratación de las capacidades adicionales desde la Planta de Mugarodos, mientras que exista el problema de congestión física.

Dado que a Enagas, como Gestor Técnico del Sistema, le corresponde, de acuerdo al artículo 5.2 del Real Decreto 949/2001, emitir el informe de viabilidad técnica para evaluar las posibilidades del conjunto del sistema cada vez que se realiza una petición de acceso, el Gestor puede emitir informes de viabilidad negativos que impidan nueva contratación de capacidad de transporte en esta zona. Sin embargo, esto no debe ser, impedimento para contratar capacidad de regasificación en esta planta, si esta fuese viable, por ejemplo para la carga de cisternas, suministro de demanda en su zona de influencia, o tránsito internacional (la posibilidad de tránsito internacional desde Mugarodos a Tuy alivia la congestión de Mugarodos).

Esta medida debe posibilitar, tanto la limitación de eventuales contrataciones futuras, contratos “ex novo”, como la limitación de ampliaciones de capacidad de contratos ya existentes. Al tratarse, en todo caso, de limitar a priori una capacidad aún no contratada, no afectaría a los agentes, ni al sistema o a las plantas de regasificación al no existir una retribución variable, tan sólo una retribución por costes de operación y mantenimiento variables que pretenden retribuir el gasto ocasionado por la operación.

Su justificación encontraría cabida en la causa general prevista en el artículo 70.3 de la Ley de Hidrocarburos como posibilidad de denegación de acceso por “insuficiente capacidad”, que se considera sería aplicable a un supuesto como el descrito por el Gestor, de insuficiente capacidad de transporte localizada territorialmente. Esta

insuficiencia de capacidad habría de ser puesta de manifiesto en el informe del GTS previsto en el artículo 5.2 del Real Decreto 949/2001, en el curso del procedimiento de solicitud de acceso.

Por otro lado, en la segunda reunión del Grupo de Operación, convocada por Enagas como Gestor Técnico del Sistema, el día 14 de noviembre de 2006, se puso de manifiesto el problema y su magnitud, junto con las soluciones propuestas por el Gestor, ya mencionadas. Se acotaba el problema, estableciendo el gas que no será posible regasificar, en función de la demanda en la zona, básicamente según la demanda de ciclos combinados que entrarían en funcionamiento.

5.2.2 Contratos de salida del sistema de transporte y distribución

Por otro lado, también en la reunión del día 14 de noviembre, Enagas y Endesa pusieron de manifiesto que existían dos ciclos combinados, en concreto los dos grupos de As Pontes, que solicitaban ser suministrados desde una planta distinta a Mugardos por otra comercializadora ajena al grupo Endesa, en concreto de Gas Natural. El manejo de la congestión bajo este condicionante se hace más complicado, al no contribuir el aprovisionamiento de estos grupos a la producción de Mugardos.

En estas circunstancias Enagas proponía varias medidas de operación de diferente alcance, y de diferente intensidad de afectación de intereses. Las medidas a tomar para la minimización de la congestión se analizan a continuación:

1.- No ejecución de contratos de transporte que fueron condicionados al funcionamiento de determinadas infraestructuras.

En estos casos, si efectivamente el contrato contiene una condición que relaciona la efectividad del mismo con el momento de puesta en funcionamiento de determinadas infraestructuras, tales condiciones surtirían efecto, sin que esta medida tuviera un carácter de excepcionalidad. El derecho de acceso del consumidor viene condicionado por la disponibilidad de las infraestructuras necesarias para llevar a cabo los servicios. Por lo

tanto, durante el periodo en el que no se disponga de la infraestructura, no resultará viable la prestación del servicio, al no estar disponible dicha infraestructura.

En consecuencia, durante este periodo, deberá liberarse la capacidad contratada, no pudiendo concluirse la obligatoriedad del pago de los peajes correspondientes a la capacidad reservada en la planta de regasificación y en la red de transporte y distribución, y a su uso efectivo, ya que éste no se ha producido, ni se ha bloqueado la misma. En línea con lo anterior, no resulta posible inferir la obligatoriedad de ingresar cantidad alguna en el sistema de liquidaciones por este concepto.

2.- Limitación de la posibilidad de cambiar el punto de salida

El artículo 8 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, señala textualmente: *“Siempre que el solicitante disponga de capacidad de entrada al sistema suficiente para atender el nuevo suministro, no se podrá denegar el acceso al sistema de transporte y distribución por falta de capacidad cuando se refiera a un suministro existente que se encuentre consumiendo gas natural en las cantidades solicitadas.”*

Sin embargo, el artículo 6.2 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, reconoce a los comercializadores la facultad de modificar los puntos de salida condicionada a que exista capacidad para ello, lo que lleva implícito una evaluación de capacidad: *“Los comercializadores podrán modificar los puntos de salida de gas natural siempre que exista capacidad para ello, sin otro requisito que la comunicación a los titulares afectados por el contrato, sin que ello suponga la necesidad de la modificación del contrato, siendo suficiente con que se anexasen a los contratos los datos correspondientes a las instalaciones y los consumos de los nuevos puntos, y, en su caso, suscribirán el contrato los titulares de las instalaciones donde estén situados los nuevos puntos de salida del gas natural. En todo caso, los transportistas darán traslado al gestor técnico del sistema del detalle de los nuevos anexos tramitados de consumo superior a 50.000.000 de kWh/año.”*

Por lo tanto, el distribuidor o el transportista titular del punto de salida, valoran la capacidad de la red local para clientes de menos de 50 GWh/año. Sólo los que estén por encima de este valor deben ser conocidos por el Gestor, por la posibilidad de que puedan

influir sobre el resto del Sistema Gasista. De esta forma la legislación está introduciendo una cautela para el estudio por parte del Gestor de modificaciones de contratos en los puntos de salida para clientes cuyo consumo pueda condicionar la operación del sistema de transporte.

Por otro lado, el artículo 44 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, relativo al cambio de suministrador, en la redacción de su apartado 3, señala en lo relativo a la solicitud de cambio de suministrador “ *En aquellos suministros que supongan un consumo anual unitario superior a 10 GWh recabará (el distribuidor) asimismo la validación puntual de las solicitudes por parte de los transportistas propietarios de instalaciones de entrada al sistema de transporte y distribución*”

Por lo tanto, las reservas introducidas por los artículos mencionados en los párrafos anteriores respecto a la necesidad de dar traslado al Gestor Técnico del Sistema del detalle de modificaciones de anexos/adendas como consecuencia de puntos de suministro superiores a 50 GWh/año y la necesidad de informe del transportista titular del punto de entrada de aquellos cambios de suministrador de los clientes con consumo superior a 10 GWh/año, se dirigen a verificar la existencia de capacidad o viabilidad técnica de transporte. Este proceso se enmarca dentro de la gestión normal de altas y bajas de puntos de salida, contemplada, asimismo, en los modelos normalizados de Contratos de acceso.

Existe la necesidad de que el Gestor Técnico del Sistema conozca y valide las reasignaciones de determinados puntos de salida (anexo/adenda) que se produzcan a puntos de entrada (Contratos), tanto si el motivo es la existencia de un nuevo punto de suministro, como si se trata de modificar el punto de entrada desde el que se atiende un punto de suministro existente, como si se produce una modificación del comercializador que suministra un punto de suministro existente, dado que esto conlleva una reasignación a otro contrato de entrada distinto y una posible factibilidad técnica diferente. En ningún caso esto significaría que se denegase el suministro a un punto de suministro existente, simplemente supone que el suministro puede que no sea viable, físicamente, desde todos los puntos de entrada al sistema.

En definitiva, la normativa recoge la preocupación por el efecto que, consumos superiores a 50 GWh/año, podrían causar en la integridad del sistema. La valoración de la viabilidad por parte del Gestor, requiere la adecuada coordinación con transportistas y distribuidores para vehicular la información necesaria sobre las modificaciones contractuales que pudieran sufrir los puntos de suministro de los consumidores, cuya demanda anual supere dicho valor.

En consecuencia, en el caso de una congestión como la que se plantea, y sin perjuicio de la flexibilidad en la gestión contractual de los puntos de salida respecto a los puntos de entrada, correspondería al Gestor Técnico del Sistema dar viabilidad positiva a la reasignación de aquellos puntos de suministro existentes, o nuevos puntos de suministro de más de 50 GWh/año que puedan ser suministrados permanentemente desde Mugardos, debiendo ser abastecidos el resto de los clientes desde otros puntos de entrada al sistema. La vinculación entre punto de entrada y punto de suministro (con consumo superior a 50 GWh/año), mediante la modificación de los anexos y adendas a los contratos de acceso al sistema de transporte y distribución no resultará viable de no existir capacidad suficiente para realizar este suministro.

5.3 Consideraciones sobre los problemas operativos derivados de la gestión del sistema gasista actual

5.3.1 Limitaciones de transporte

La regulación del sector gasista señala cuáles deben ser las funciones del Gestor Técnico del Sistema para la gestión coordinada del mismo. Es cierto, sin embargo, que dichas funciones no están, en muchos casos, suficientemente desarrolladas ni procedimentadas. Esto no debe ser óbice para que, en casos similares al referido en este informe se advierta con suficiente antelación de las situaciones que puedan poner en peligro la seguridad del sistema o los compromisos contractuales de los agentes. Esto es, debe publicarse la información y emitir consignas de operación con la mayor celeridad posible, máxime cuando se prevé una situación de operación excepcional. Asimismo debe posibilitarse que los comercializadores tomen decisiones comerciales, con el mejor

conocimiento posible de la situación del sistema, operando con la mayor transparencia y objetividad, y dando idéntico trato a situaciones similares.

5.3.2 Modelo de funcionamiento de planta única

La legislación vigente para el sector gasista establece que la programación y nominación de cantidades anuales, mensuales y diarias se realice por cada contrato de suministro firmado, siendo necesario, además, especificar el consumo de algunos tipos de clientes. El reparto de las cantidades consumidas y la facturación de peajes y cánones, así como la liquidación también se realizan para cada contrato, con independencia de que un comercializador pueda tener más de un contrato, por ejemplo, en una Planta de regasificación. Para cada comercializador, en cada Planta se realiza de forma conjunta el balance de gas almacenado y, en su caso, se factura el canon de almacenamiento de GNL. Las descargas de buques se programan y nominan también por planta.

Los comercializadores han reiterado en numerosas ocasiones las dificultades de gestión que conllevan los procesos descritos. En concreto, se refieren sobre todo a las dificultades ligadas a la descarga de buques, a los mantenimientos de los balances operativos en las plantas y en el sistema de transporte dentro de los límites concedidos por el peaje para no entrar en defecto o exceso de gas y a la gestión de los numerosos contratos para no pagar penalizaciones.

Por otro lado, es llamativo que la relación de Enagas con otros transportistas se lleve a cabo a través de acuerdos bilaterales de colaboración, sin que existan procedimientos específicos, como Gestor, para afrontar situaciones de operación normal o excepcional. Por otra parte, aunque los peajes que cobra cada planta a los comercializadores son los mismos en todas ellas el nuevo peaje de descarga de buques, con un valor distinto para algunas plantas, es un escollo claro para una hipotética gestión coordinada de las descargas de buques en las plantas, en los casos en los que el Gestor pudiese encontrarlo conveniente.

Estos problemas operativos que vienen siendo reconocidos por los agentes que operan en el sistema gasista, identifican la necesidad de trabajar en una revisión y mejora del

modelo. En este sentido, se ha propuesto la creación de un grupo de trabajo, en el seno del grupo de actualización de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, para estudiar el modelo de funcionamiento de Planta única, en el cual se realizaría toda la logística del GNL de forma integrada. Este modelo operativo u otros que pudiesen surgir en este contexto, conllevaría la necesidad de dotar al sistema de mayores flexibilidades en la logística del aprovisionamiento de gas y su capacidad asociada.

5.4 Consideraciones sobre la planta de regasificación de REGANOSA

En el año 2002, la Planificación incluía la planta de regasificación de Mugaros con categoría “A”, una capacidad de emisión de 322.500 m³ (n)/h y dos tanques de 150.000 m³ de almacenamiento. Además, se incluía una referencia respecto al proyecto de ampliación de capacidad de emisión en 478.000 m³ (n)/h, para llegar a una capacidad de regasificación total de 800.000 m³ (n)/h. Esta actuación figuraba con categoría “C” en la planificación.

En la Revisión de la Planificación de 2006, la planta de Mugaros, pasa de tener una capacidad autorizada en Planificación obligatoria de 322.000 m³ (n)/h a 412.800 m³ (n)/h. Con esta modificación, de acuerdo a la información del Informe marco 2006, para el año 2007 emitiría en media con una capacidad equivalente al 31% de su capacidad nominal. Para los años 2008 y 2009, la situación mejora, pero aún sigue estando por debajo de su capacidad nominal de emisión, ya que se sitúan sus posibilidades de emisión en un 87%. En cambio, para el año 2010, la evolución del consumo haría que la planta de Mugaros pueda emitir ya con un 100% de su capacidad nominal (no se considera la planta de Musel plenamente operativa)

5.5 Consideraciones geográficas sobre la planta de regasificación de REGANOSA y otras entradas al sistema

En la Revisión 2005-2011 de la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2002-2011, se indica que: “La elección de los puntos de entrada se ha realizado con el objetivo de acercar los puntos de entrada a las zonas de consumo en aquellas áreas que se

encontraban más alejadas, en tanto que las fechas de puesta en operación se han acomodado a la evolución de la demanda. En cuanto a las capacidades de entrada y su evolución se ha definido teniendo en cuenta que la inversión global en el sistema se minimiza cuando desde cada entrada se cubre la demanda de su zona de influencia y se deja una capacidad de trasvase razonable desde o hacia las zonas colindantes.”

La Planta de Mugaros fue planificada, como ya se ha señalado al igual que el resto de las entradas al sistema, teniendo en cuenta la demanda de su zona de influencia, tanto convencional, como eléctrica. La revisión de la Planificación contempla en su epígrafe 11.9 *“Capacidades de entrada al sistema gasista”* a la planta de Mugaros con fecha de entrada en el año 2007, bajo la categoría A, una capacidad de regasificación de 412.800 m³(n)/h y una capacidad de almacenamiento de GNL de 300.000 m³ de GNL. No obstante, la calificación bajo la categoría A comporta el reconocimiento de la necesidad de la capacidad de Mugaros, para el correcto funcionamiento del sistema gasista, en las mismas condiciones que el resto de instalaciones que ostentan esta misma categoría, sin que pueda predicarse para esta planta una funcionalidad limitada en mayor medida de la que pudiera predicarse para otras terminales. La relación entre capacidad de regasificación, más reducida que otras plantas, y la capacidad de almacenamiento, le confiere una autonomía en torno a los 20 días, el doble de lo habitual para el resto de las plantas del sistema, lo que dota de seguridad adicional a todo el sistema gasista.

El epígrafe 11.11 de la revisión de la Planificación sobre *“Gasoductos que amplían la capacidad de transporte y seguridad del sistema”* contempla los tres gasoductos que unirán la planta de regasificación con el sistema actual de transporte de gas, en concreto al gasoducto de 20” denominado Tuy-Llanera, sin que se señale la necesidad de duplicaciones del mismo o nuevos gasoductos de evacuación. Sin embargo, la Revisión de la Planificación introduce una nueva planta de regasificación en el Musel, en Asturias, provincia cuya demanda se encuentra en la zona de influencia inicial de Mugaros, y que posteriormente se suministraría previsiblemente desde Musel, acercando los puntos de entrada más a la demanda, tal como predicen los principios de planificación.

Por otro lado, en el Informe Marco del año 2006, en su apartado *“6.1.3.2 Funcionamiento del sistema gasista en el año 2007”*, se hace mención de la conexión internacional de Tuy

al efecto de considerar que la no utilización de la misma equivaldría a un aumento de la capacidad transportable desde Mugarodos en 41.000 m³ (n)/h (aproximadamente, un 10% de la capacidad de emisión de la planta)

El gas introducido por Tuy corresponde, inicialmente, a gas procedente del Gasoducto del Magreb que se vehicula a través de Portugal mediante un contrato “*ship or pay*”, que ENAGAS firmó con el gasoducto Campomaioir-Braga-Tuy. Dicho contrato se encuentra actualmente retribuido a ENAGAS por el sistema español.

Por otro lado, ante indisponibilidad de la planta de Mugarodos, la posibilidad de introducir gas para el GTS por la conexión de Tuy, garantiza el suministro de gas al mercado de Galicia, por lo tanto, es una garantía para el sistema en caso de problemas de suministro desde la planta de regasificación de Mugarodos.

Se puede concluir, por tanto, que no se puede prescindir de la posibilidad de transportar gas desde Portugal, pero al mismo tiempo, puede resultar conveniente para el sistema introducir todo el gas de la zona por Mugarodos, sin la aportación por Tuy, para maximizar la utilización de la planta y cumplir la voluntad de los comercializadores. Esto se traduciría, según los datos del Informe Marco del año 2006 en que la emisión para Mugarodos se situaría en un 41% de su capacidad nominal en media y alcanzaría valores muy superiores en años posteriores que minimizarían la congestión, si se mantiene la capacidad contratada en la planta de Mugarodos.

Por otro lado, si un comercializador decide introducir gas al sistema español procedente de Portugal, por la conexión internacional de Tuy, en este caso, el tratamiento debe ser idéntico para la planta de Mugarodos y para la conexión internacional, ya que ambas entradas están incluidas en el mismo subsistema de transporte. La congestión, en dicho caso, sería de las mismas características a la registrada en el Eje de Levante, ya que se trata de dos infraestructuras cuyas entradas al sistema estarían condicionadas a la capacidad de transporte de gas fuera de esa zona. En caso de contratación de entrada por Tuy, debería establecerse un procedimiento de gestión de la congestión que incluya la conexión de Tuy.

Es conveniente señalar que la exportación de gas hacia Portugal por Tuy, reduciría la congestión. En este sentido se considera adecuado el incentivo introducido por la orden ITC/3996/2006, de 29 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, en concreto, el precio del peaje de tránsito internacional desde Mugaros hasta Tuy, que es el más bajo del sistema junto con el Bilbao-Irún.

También es preciso recalcar que la construcción de la planta de Musel en Asturias llevará a una mayor zonalización del transporte de gas, vinculando los puntos de entrada a la demanda de su zona de influencia, o en caso de emergencia a la atención de la demanda de la zona colindante, actuando las plantas de Mugaros y Musel respectivamente como soporte de la otra en caso de parada de una de ellas. Por tanto, la contratación de capacidad en las plantas ha de tener en cuenta, no solo la capacidad de regasificación de la planta a futuro, sino la demanda de gas en su zona de influencia, la presencia de otros puntos de entrada y la existencia de capacidad de transporte fuera de esa zona, si la hubiese.

5.6 Consideraciones sobre las soluciones propuestas por el Gestor Técnico del Sistema

En las reuniones mantenidas por representantes de esta Comisión y representantes de ENAGAS, en su función de GTS, además de las reuniones del Grupo de Operación, se han mostrado distintas alternativas teóricas de funcionamiento de la planta de regasificación de Mugaros. En todas ellas figura una alternativa denominada como alternativa “Óptima de presiones en el sistema”, que es la que proporciona un rango de presiones recomendable en la zona centro de la Península, zona más alejada de los puntos de entrada al sistema.

Esta Comisión considera fundamental que el suministro en todo el sistema se realice en las condiciones óptimas de calidad y garantía de suministro. Es por ello que no se consideran justificados procedimientos de operación que pongan en peligro las mismas. La operación diaria del sistema dependerá de las condiciones particulares que se den en cada momento, y corresponde al GTS la responsabilidad de la operación, en los términos

especificados en el Artículo 64 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

En la reunión mantenida entre Reganosa y Enagas los días 29 y 30 de noviembre de 2006 se realizaron simulaciones de la operación del sistema desde la entrada en funcionamiento de Mugaros. Además de las premisas de la demanda del sistema en cada punto y la contratación de los puntos de entrada, se tuvieron en cuenta las presiones mínimas incluidas en las NGTS y el valor de 50 bares a asegurar en el área de Madrid. En estas simulaciones se llegó a la conclusión de que, en las actuales condiciones de contratación en el sistema y en invierno, la planta de Mugaros y la conexión de Tuy pueden producir toda la demanda convencional de la zona noroeste³ más la demanda de los CCGT, con la excepción de 10 GWh/día. Sin embargo este algoritmo puede resultar modificado: si bajasen las nominaciones en la planta de Huelva, la producción podría ser ligeramente superior por la parada de la estación de compresión de Zamora; si por el contrario se redujese la producción de Mugaros, sería necesario incrementar la vehiculación de gas por la estación de compresión de Zamora para compensar el descenso de la planta. Si se tiene en cuenta la contratación de la planta de Mugaros, la utilización histórica media de los contratos y el funcionamiento medio de los ciclos actuales, aun sin utilizar Tuy, la limitación podría suponer que no se pudiese producir desde Mugaros un metanero grande cada dos meses. Esta cantidad se reduciría en la medida en la que aumentase la demanda en la zona.

En estas condiciones, las conclusiones de la reunión por parte de Enagas y Reganosa son que es necesario simular cada mes, entre los días 20 y 25, la viabilidad del transporte para el mes siguiente teniendo en cuenta las últimas nominaciones de los usuarios. En el caso de que no fuese viable la operación, se realizarían modificaciones en la producción de las entradas, intentando respetar al máximo las nominaciones de los usuarios.

³ La zona Noroeste a los efectos de esta simulación, está comprendida por Galicia, Asturias y la demanda que depende del gasoducto de la Plata, entre Llanera (Asturias) y la estación de compresión de Zamora.

Parece conveniente, por tanto, que el GTS acuerde con REGANOSA el procedimiento que garantice la fiabilidad de la operación del sistema y que haga público dicho procedimiento de congestión.

5.7 Consideraciones sobre el tratamiento de una congestión como Situación de Operación Excepcional

No está contemplado en la legislación sectorial vigente ningún procedimiento específico para resolver una situación de congestión física. Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema, en su apartado 10.6, una situación de operación excepcional de Nivel 0, se daría en una situación en la que se prevé que se pueda alcanzar una situación de déficit o superávit de gas en el sistema que altere la operación normal, siendo una de las posibles causas de esta situación, las limitaciones del transporte de gas.

La congestión física de la región noroeste del sistema podría corresponderse con una situación de operación excepcional, en la que, de no tomar medidas, se produciría, merced a una limitación de la capacidad del transporte, una incapacidad parcial de producción de gas en la planta de regasificación afectada. Así, este gas que no se regasifica, ocasionaría un déficit de gas en el sistema de transporte y distribución, si no fuera suministrado desde otras entradas. Las medidas a tomar deberán ir encaminadas, por tanto, a la introducción del gas en el sistema por puntos de entrada que no tengan limitaciones de transporte.

Entre las medidas a adoptar en Situación de Operación Excepcional, el apartado 10.6.1 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista establece que el Gestor Técnico del Sistema puede modificar la descarga de buques. Debe ser el Gestor en situación de operación excepcional, y así lo establece la legislación, el que una vez analizada la situación del sistema, emita consignas operativas en base a un procedimiento para solucionar técnicamente el problema. Sin embargo, las Normas no establecen previsiones específicas en relación al acceso de terceros a las instalaciones y al régimen económico, para una situación de operación excepcional, que puede afectar a los derechos y obligaciones de los agentes.

Si bien la Situación de Operación Excepcional ha sido declarada en otras ocasiones para solventar problemas de limitaciones en la red de transporte, en este caso en el que las limitaciones pudieran tener un carácter más permanente, toda vez que la Planificación existente todavía no contempla refuerzos en la red, sería cuestionable si resulta adecuada la declaración de una Situación de Operación Excepcional para solucionar el problema. Es necesario tener en cuenta que, como ha sido puesto de manifiesto en los sucesivos Informes Marco de cobertura de la demanda, que todos los años elabora esta Comisión, el Sistema Gasista en su conjunto es capaz de atender toda la demanda con un buen nivel de cobertura, por lo que la existencia de congestión en una zona parece ser debida a que la contratación de la capacidad no ha sido congruente con la realidad física de las infraestructuras y la demanda de cada zona.

El hecho de que la normativa sectorial no contemple, específicamente, los efectos jurídicos y económicos que pueden derivarse de una Situación de Operación Excepcional, ni excepción alguna en la aplicación de la regulación vigente, plantea problemas añadidos de inseguridad jurídica y crea importantes incertidumbres para los sujetos que actúan en el sistema.

Por otro lado, corresponde al Gestor Técnico del Sistema, de acuerdo a sus atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos, en su artículo 64 la correcta coordinación entre los puntos de acceso y el transporte, impartiendo las instrucciones necesarias para la explotación del sistema gasista, tanto a comercializadores como a otros transportistas, para garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural. En este sentido, el Gestor deberá, en colaboración con los sujetos que actúan en el sistema, plantear y gestionar la solución más adecuada para el sistema, de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, que además minimice, tal como señala la propia Enagas, el impacto económico.

En el caso de que la congestión física no pueda solucionarse con la paralización de la contratación en los puntos de entrada, la no efectividad de los contratos ligados a infraestructuras no disponibles, y la viabilidad negativa a la modificación de puntos de suministro existentes de 50 GWh/año para adscribirlos a contratos de punto de entrada

desde Mugarodos, debería elaborarse un procedimiento de congestión genérico que pudiese ser aplicado a la mayor brevedad para evitar, en la medida de lo posible, perjuicios a los usuarios que puedan tener capacidad contratada, dado que la situación de congestión física no es responsabilidad de las empresas comercializadoras afectadas. Este procedimiento de congestión podría incluir la necesidad de la declaración de una Situación de Operación Excepcional en periodos concretos, que pudieran dar lugar, si se considera necesario, al desvío de buques entre plantas.

5.8 Consideraciones sobre la duración de la congestión de Mugarodos

La planta de Mugarodos tiene una contratación actual del 81%, correspondiente a 93,77 GWh/día para el año 2007, sobre los 115,22 GWh/día de capacidad total; esta cifra de contratación corresponde con la totalidad de capacidad inicial incluida en la Planificación. Asimismo, tiene una contratación para 25 años del 69% de la capacidad nominal.

Cuando se firmaron los contratos de regasificación, en julio de 2002, con los dos usuarios de la planta, ya estaba en vigor el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que exigía informe de viabilidad positiva del Gestor Técnico del Sistema. Por lo tanto, en esa fecha no se preveía, al menos para el 81% de la capacidad de regasificación, problemas de transporte de gas, ni congestión en el sistema.

La única modificación que se puede haber producido desde entonces es una reducción de la demanda de la zona de influencia de la planta de Mugarodos, toda vez que en esta zona no está previsto ningún nuevo refuerzo de la red con la puesta en marcha de la misma, salvo la conexión de la Planta al Sistema Gasista. Por lo tanto, si ahora existe una congestión, no prevista inicialmente, debería deberse a una incorrecta previsión de la demanda. En una estimación grosera, al menos este descenso se podría achacar a la no construcción de un grupo de ciclo combinado, de los cuatro inicialmente propuestos, y quizás a una modificación de las previsiones de los patrones de consumo del resto de los grupos.

Por lo tanto, salvo que la previsión de demanda de la zona se modifique al alza pudiera ser que existiese una limitación al transporte de gas en la zona Noroeste, problema que

no se solucionaría definitivamente hasta que entrasen en funcionamiento las nuevas infraestructuras de transporte, propuestas por el Gestor Técnico del Sistema para ser incluidas en la Planificación que no estarían operativas antes de 4 años.

El Gestor Técnico del Sistema, con la colaboración de los transportistas y usuarios afectados, debería elaborar un estudio a largo plazo, para establecer si la planta de Mugardos va a sufrir limitaciones permanentes en su capacidad de regasificación. De ser así, en primer lugar debería establecerse cuál es la capacidad que puede ser contratada y en que circunstancias, identificando además si existe imposibilidad permanente de cumplir con los compromisos contractuales establecidos entre Reganosa y sus usuarios en el año 2002.

En relación con los contratos, y partiendo de la presunción de validez y eficacia de los contratos, las partes pueden incluir cláusulas resolutorias de diferentes tipos y contenido reglado, sobre la base de los modelos normalizados. En todo caso la interpretación de estos contratos no correspondería a la CNE sino a los Tribunales de Justicia o en su caso al Órgano Arbitral designado por las Partes.

6 CONSIDERACIONES FINALES

A la vista de lo expuesto en los apartados anteriores, sobre las limitaciones de transporte en el área Noroeste del Sistema Gasista, en concreto en el eje Tuy - Llanera que contará con las entradas de la Planta de Regasificación de Mugaros (Reganosa) y la Conexión Internacional de Tuy, se concluye:

1. Si se mantiene el nivel de contratación de la regasificación en la planta de Reganosa actual, y no aumenta la demanda en la zona sobre lo previsto, existirán limitaciones de transporte en la región noroeste del sistema que afectarían a las entradas de gas al mismo desde de la Planta de Regasificación de Mugaros y la Conexión Internacional de Tuy, de forma que, la planta de Mugaros vería limitada su capacidad de emisión de gas al sistema en los próximos meses. Este hecho puede agravarse si la demanda convencional local no evoluciona en las condiciones esperadas y los ciclos combinados previstos en la zona no consumen gas en la cantidad y con la continuidad prevista. Las consideraciones de este informe pueden hacerse extensivas no sólo a las capacidades contratadas en la planta de regasificación de Mugaros, sino también a las que puedan ser contratadas en la conexión internacional de Tuy para introducir gas desde Portugal.
2. Las limitaciones de transporte, en las actuales condiciones de contratación, y teniendo en cuenta las consideraciones incluidas en el presente informe, se prevé que comiencen a partir de la puesta en marcha de la Planta de Mugaros y se agudicen a partir del mes de junio de 2007, mes en el que entran en vigor todos los contratos de regasificación y transporte de las comercializadoras en la planta de Mugaros. Las limitaciones de transporte más acusadas se producirán, previsiblemente, durante los meses de verano, siendo más reducidas en los meses invernales.
3. No existe ninguna infraestructura prevista en la Planificación que potencialmente pudiera aliviar la limitación del transporte descrita, sino que por el contrario la construcción de la planta del Musel (Asturias) en el Eje Noroeste, podría contribuir a

reducir más la zona de influencia de Mugaros. No obstante, en el largo plazo el Gestor Técnico del Sistema ha propuesto un nuevo gasoducto de transporte que conectarían Reganosa con Madrid que solucionaría la limitación de transporte. Sin embargo, de cara a solventar los problemas que pudiesen surgir en el corto plazo el Gestor Técnico del Sistema, con la colaboración de los transportistas y usuarios, debería elaborar un estudio a medio plazo, para establecer si la planta de Mugaros va a sufrir limitaciones permanentes en su capacidad de regasificación. De ser así, en primer lugar debería establecerse cuál es la capacidad que puede ser contratada y en qué circunstancias.

4. El volumen de gas entrante al sistema a través de la conexión internacional de Tuy con Portugal, procedente del Gasoducto del Magreb, entra en colisión directa con la producción de Mugaros. Sería conveniente que no se produjesen entradas de gas por Tuy si este gas puede ser vehiculado por otros ejes de transporte, de forma que sirva para maximizar la producción de Mugaros, mientras no exista ningún contrato de entrada por Tuy de algún comercializador.
5. Cuando se produzcan limitaciones a la producción de la Planta de Mugaros ocasionadas por las limitaciones del sistema de transporte se considera que deben seguirse los criterios que a continuación se especifican para solventar dicho problema:
 - a. En caso de congestión física en una zona del sistema gasista no debe permitirse contratación de puntos de entrada al sistema, nueva o adicional a la ya contratada, que provoque un agravamiento de la congestión. Únicamente se podrá dar viabilidad técnica a contrataciones de capacidad que no afecten a la congestión o que estén condicionadas a la ausencia de la misma. Parece conveniente, por tanto, que se estudien las capacidades de entrada al sistema que pueden ser contratadas, de acuerdo a la capacidad de transporte existente, para que la contratación en Tuy y REGANOSA pueda ajustarse a las capacidades realmente transportables.
 - b. En el caso de contratos de acceso a las instalaciones de transporte y distribución, sin perjuicio de la flexibilidad en la gestión contractual de los puntos de salida respecto a los puntos de entrada, correspondería al Gestor

Técnico del Sistema dar viabilidad positiva a la reasignación de aquellos puntos de suministro existentes, o nuevos puntos de suministro de más de 50 GWh/año que puedan ser suministrados permanentemente desde Mugardos, debiendo ser abastecidos el resto de los clientes desde otros puntos de entrada al sistema. La vinculación entre punto de entrada y punto de suministro (con consumo superior a 50 GWh/año), mediante la modificación de los anexos y adendas a los contratos de acceso al sistema de transporte y distribución no resultará viable de no existir capacidad suficiente para realizar este suministro.

6. En el caso de que la congestión física no pueda solucionarse con la paralización de la contratación en los puntos de entrada, la no efectividad de los contratos ligados a infraestructuras no disponibles, y la posible viabilidad técnica negativa a la modificación de puntos de suministro existentes de más de 50 GWh/año, debería elaborarse un procedimiento de congestión genérico que pudiese ser aplicado a la mayor brevedad para evitar, en la medida de lo posible, perjuicios a los usuarios que puedan tener capacidad contratada, dado que la situación de congestión física no es responsabilidad de las empresas comercializadoras. Este procedimiento de congestión podría incluir la necesidad de la declaración de una Situación de Operación Excepcional en periodos concretos, que pudieran dar lugar, si se considera necesario, al desvío de buques entre plantas.
7. En los casos en los que el Gestor Técnico del Sistema conozca situaciones que puedan poner en peligro la seguridad del sistema o los compromisos contractuales de los agentes, debe publicar y dar traslado de esta información a los agentes que operan en el sistema, emitiendo consignas de operación con la mayor celeridad posible, máxime, cuando se prevé una situación de operación excepcional. Asimismo, debe posibilitarse que los comercializadores tomen decisiones comerciales, con el mejor conocimiento posible de la situación del sistema, operando con la mayor transparencia y objetividad, y dando idéntico trato a situaciones similares.

7 CONCLUSIONES

A la vista de las consideraciones contenidas en el cuerpo del presente informe, se propone la adopción de las siguientes medidas:

1. No deben entrar en servicio aquellos contratos de regasificación o transporte que se encuentren condicionados al funcionamiento de instalaciones que no estén en operación.
2. Mientras exista la congestión física en la zona de Mugaros y Tuy, no se debe permitir el incremento adicional de la capacidad de entrada ya contratada al sistema de transporte y distribución desde la planta de regasificación de Mugaros y la conexión internacional de Tuy que se destinen al suministro fuera del área congestionada.
3. El Gestor Técnico del Sistema dará viabilidad positiva a la reasignación de aquellos puntos de suministro existentes, o nuevos puntos de suministro de más de 50 GWh/año que puedan ser suministrados permanentemente desde las entradas de la zona congestionada, debiendo ser abastecidos el resto de los consumidores de más de 50 GWh/año desde otros puntos de entrada al sistema. La vinculación entre punto de entrada y punto de suministro (con consumo superior a 50 GWh/año), mediante la modificación de los anexos y adendas a los contratos de acceso al sistema de transporte y distribución no resultará viable de no existir capacidad de transporte suficiente para realizar este suministro.
4. Con el fin de maximizar la producción de la planta de regasificación de Mugaros, siempre que sea posible, se minimizarán las entradas no nominadas por comercializadores al sistema gasista español por la conexión internacional de Tuy.
5. Si la congestión física no se solucionase con la aplicación de las medidas anteriores, el Gestor Técnico del Sistema debe elaborar un procedimiento de congestión genérico que pudiese ser aplicado a la mayor brevedad posible, pudiendo incluir el mismo la necesidad de la declaración de una Situación de Operación Excepcional en periodos



concretos, que pudieran dar lugar, si se considera necesario, al desvío de buques entre plantas.