

**Comentarios de Endesa al Informe preliminar
“Draft Preliminary Report on the Energy Sector Enquiry”
sobre el sector Gas en España**

A pesar de que el proceso de Investigación de la DG Competencia sobre el sector del gas natural no contemplaba inicialmente el caso español por su reducido tamaño en comparación con los grandes mercados centroeuropeos, Endesa quiere mostrar las principales deficiencias que presenta el sistema gasista español.

Algunas de ellas coinciden con las presentadas en el diagnóstico general del informe de la DG Competencia. Sin embargo, todas ellas necesitan con urgencia el establecimiento de soluciones que permitan avanzar correctamente en el proceso liberalizador del sector gasista en España.

1. Barrera de entrada por las limitaciones de almacenamiento e inyección de gas al sistema que hacen de España uno de los sistemas gasistas menos flexibles.

En España el gas natural entra en el sistema en su mayor parte en forma de GNL (66% en 2005) y a pesar de que existe suficiente infraestructura para su regasificación, la falta de infraestructuras de almacenamiento así como la capacidad de extracción de los almacenamientos subterráneos ocasiona importantes restricciones operativas que suponen una de las principales barreras de entrada.

Los dos almacenamientos subterráneos existentes en España: Serrablo y Gaviota, no ofrecen la capacidad necesaria que requiere la normativa vigente sobre existencias mínimas ni una aportación significativa a la demanda punta, del orden del 8%.

La aparente flexibilidad que ofrecen los terminales de GNL, la red de gaseoductos de transporte y los de importación, y la posibilidad de ajustar el consumo de gas en los ciclos combinados no es suficiente para casi todos los suministradores, a excepción de Gas Natural e Iberdrola, por lo que deben participar en intercambios bilaterales para acomodar los aprovisionamientos que reciben en las plantas de regasificación al ritmo de la demanda de sus clientes.

Esto hace del sistema de aprovisionamiento de gas a España particularmente inflexible debido a las características intrínsecas del suministro de cada una de estas fuentes:

- Los gasoductos y los almacenamientos subterráneos son fuentes flexibles, cuya aportación puede modularse sin problemas.
- El GNL es una fuente inflexible puesto que se dispone de pocos días de almacenamiento en las plantas de regasificación (menos de ocho días de la capacidad de regasificación de media) y se depende de las variaciones en las llegadas y descargas de buques, lo que requiere una coordinación entre los distintos agentes.

En consecuencia, el sistema presenta importantes restricciones operativas y hace que la práctica totalidad de los agentes, a excepción de Gas Natural, tengan serias dificultades operativas para su abastecimiento de combustible:

- Con demandas diarias inferiores a 100 GWh/día que les obliga a abastecerse de GNL en “dientes de sierra” desde que se descarga un barco (entre 300 y 900 GWh) hasta el siguiente.
- Gas Natural dispone de la flexibilidad del suministro por gasoducto y de un volumen de 457 GWh/día de media que hace que estas inflexibilidades operativas no le supongan un problema.
- Las restricciones operativas de las descargas debidas a la inflexibilidad del sistema. Por ejemplo no está garantizado por las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS) que un agente pueda descargar un buque metanero si su volumen almacenado en una planta es superior a 5 días equivalentes de su capacidad de regasificación contratada en esa planta, lo que obliga a estos agentes a asumir importantes riesgos operativos y sobrecostes.

2. El Gestor Técnico del Sistema y la figura del “comprador único”

En España Enagás, S.A. tiene asignada las siguientes funciones:

- Gestor Técnico del Sistema (GTS).
- Transportista: propietaria de la casi totalidad de las instalaciones de la Red Básica.
- Aprovisionamiento a los distribuidores, que son los suministradores del mercado a tarifa.

Como aprovisionador del mercado regulado Enagás compra a Gas Natural, en exclusiva y sin emplear mecanismos transparentes ni competitivos, todo el gas necesario para suministrar dicho mercado. Este gas es revendido, entre otras, a las distribuidoras del Grupo Gas Natural para el suministro de sus clientes a precios regulados.

El coste de ese gas es reconocido directamente en la tarifa, no existiendo, en consecuencia, ningún incentivo para la optimización de los suministros, ni por parte de Enagás, cuya retribución por la gestión de compra-venta es proporcional al coste reconocido de la materia prima, ni obviamente por parte de Gas Natural, cuyo beneficio es mayor cuanto más alto resulte ese coste.

Nos encontramos por tanto con un agente, Gas Natural, que vende el gas que requiere el consumo a tarifa español, siendo al mismo tiempo el principal distribuidor y comercializador del sector gasista.

Por otro lado, la función de aprovisionamiento del mercado a tarifa que realiza Enagás colisiona directamente con sus competencias como Gestor Técnico del Sistema, como se ha puesto de manifiesto en su actuación en las tres situaciones en que ha habido restricciones de gas a las centrales de generación eléctrica, actuación que se ha caracterizado por una considerable falta a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación y que se explica en mayor detalle en el punto siguiente.

Enagás es una empresa verticalmente integrada a la cual el artículo 9.1 de la Directiva 2003/55/CE obliga, desde el pasado 1 de julio de 2004, a que la actividad de operación y gestión de la red esté separada jurídicamente del resto de actividades no relacionadas con el transporte, además de ser independiente en su organización y gestión.

Enagás no debería estar gestionando el aprovisionamiento de gas desde la fecha indicada y, con el fin de garantizar la existencia de unas prácticas objetivas, transparentes y no discriminatorias y de generar el necesario clima de confianza entre los distintos agentes, Enagás debería limitar exclusivamente sus actividades a operar las instalaciones de su propiedad y abandonar la actividad de aprovisionamiento de gas.

En este contexto, la única actividad relativa al aprovisionamiento de gas que debería desarrollar el GTS es la necesaria para cubrir los desequilibrios físicos que pudieran poner en peligro el sistema gasista. Además, este gas debería ser adquirido de forma transparente, no discriminatoria y con criterios de mercado, tal y como establece el artículo 8.4 de la Directiva.

3. Deficiencias del sistema gasista por falta de transparencia

Un aspecto que merece ser destacado en relación con la operación del sistema gasista es la discrecionalidad de la que disfruta el Gestor Técnico del Sistema (GTS) en su actuación y como ello tiende a beneficiar al incumbente Gas Natural.

Reiteradamente en épocas de alta demanda en el sistema gasístico español, coincidentes con olas de frío intenso (concretamente en enero de 2003, diciembre de 2004 y marzo de 2005) se vienen sucediendo cortes de suministro de gas a determinadas centrales generadoras de electricidad. Estos cortes de suministro de gas han sido decididos por el GTS, función asignada al transportista principal (Enagás), en coordinación con el Operador del Sistema Eléctrico (Red Eléctrica de España).

En las tres ocasiones que se citan, las comercializadoras que suministran gas a los ciclos combinados estaban en equilibrio, disponiendo de gas para el suministro a sus clientes. En la Resolución de la CNE, de fecha 12 de noviembre de 2003, sobre las restricciones de enero de 2003 se pone de manifiesto el trato discriminatorio en el caso de las interrupciones acaecidas en esas fechas, demostrando que las centrales de Endesa: Besós y San Roque, gemelas de las correspondientes a los mismos emplazamientos de Gas Natural, sufrieron interrupciones de funcionamiento superiores a las de esta empresa.

También hay que reseñar de la citada Resolución de la CNE que en sus conclusiones dice que “la escasez de gas en el sistema es atribuible a Enagás como responsable del suministro de gas para el mercado de tarifa; ya que todos los agentes suministradores de gas para el mercado liberalizado contaban con existencia suficientes para atender su demanda y estaban en equilibrio”. Si faltó gas para el mercado de tarifa significa que Gas Natural, aprovisionador de ese mercado, pudo haber desviado el gas asignado al mercado regulado español a otros mercados en los que el precio estaba más alto, concretamente el gas procedente de Trinidad y Tobago al mercado de EEUU como se deduce del informe de diciembre de 2003 que realiza la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

Estas actuaciones del GTS se llevaron a cabo de forma unilateral, sin mediar consulta con los afectados, sin aportar las justificaciones pertinentes y sin declaración de situación de emergencia que les pudiera dar cobertura.

El propio GTS reconoce que actúa con un margen considerable de discrecionalidad, así en el informe remitido por el GTS a la Comisión Nacional de Energía, y que aquél elaboró en relación con las restricciones de diciembre de 2004, se indica que no se aplicaron criterios de “imputación de responsabilidades” a la hora de decidir los cortes a clientes.

Asimismo, del informe de la CNE, de fecha 13 de octubre de 2005, sobre los cortes de suministro de gas natural de diciembre de 2004, se deduce que:

- Los cortes de suministro se debieron a falta de gas en el sistema causada por déficit de existencias de GNL de ENAGAS como responsable del mercado a tarifa, empleando gas de los comercializadores ajeno a su propiedad.
- La falta de gas de ENAGAS fue debido a que entró menos gas de Gas Natural por el gasoducto del Magreb que el programado para el mes de diciembre, debido a un fallo en la estación de compresión de Argelia. Gas Natural programó gas de acuerdo con la ampliación de la capacidad del gasoducto cuando la misma estaba aún en pruebas y lo previsto era su puesta en marcha en el año 2005.
- GN tenía incentivos para hacer una programación “optimista” del flujo de gas del gasoducto, como la CNE expone en su Informe: “Los desvíos del gas destinado originalmente a España hacia la costa este de EEUU, que viene realizándose debido básicamente al creciente diferencial de precios entre los indicadores principales de precios spot y el coste de la materia prima reconocido por el Gobierno, pueden haber contribuido a las bajas existencias de GNL en las plantas de regasificación españolas durante el mes de diciembre”.
- La CNE propone la apertura de expediente sancionador a ENAGAS por el incumplimiento de la obligación de realizar las adquisiciones de gas necesarias para el suministro a los distribuidores conectados a sus redes y de garantizar el suministro del mercado a tarifa, al mantener existencias negativas de GNL a lo largo de todo el mes de diciembre, llegando a alcanzar -2.455 GWh de existencias negativas el 13 de diciembre de 2004 (equivalentes a 4 barcos de 80.000 m³ de GNL), situación de desbalance que fue origen de los cortes de suministro de diciembre de 2004.

Lo anterior pone de manifiesto la falta de transparencia en el mercado gasista español, por un lado por la falta de independencia de Enagás en su función de Gestor Técnico del Sistema y por otro por la opacidad en el aprovisionamiento del mercado regulado que también realiza Enagás.

En conclusión, puede decirse que las actuaciones del GTS se han caracterizado por una considerable falta a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación, distinguiéndose por su discrecionalidad.

4. El abastecimiento de gas natural y la determinación de la tarifa

Desde el 1 de enero de 2004 el abastecimiento de gas natural para el suministro a tarifa se realiza de forma preferencial a través del gasoducto del Magreb, a partir del contrato de Argelia, según lo establecido por el Real Decreto Ley 6/2000. El titular de este contrato es Gas Natural.

El contrato con Argelia supone un suministro anual de 65.130 Gwh. El suministro de gas a tarifa regulada presenta una continuada tendencia descendente, habiéndose situado por debajo del volumen de gas importado desde Argelia a través del gasoducto a partir del año 2004, esa tendencia se incrementa a partir del año 2006 como consecuencia de la desaparición durante este año de varios grupos tarifarios: 1; 2.5; 2.6; y la tarifa interrumpible.

Para calcular la tarifa de suministro de gas natural se realiza una previsión de la demanda en el sistema y se calcula el coste a partir del precio del contrato con Argelia y de las compras de GNL que se prevean necesarias para cubrir los periodos en los que el contrato de Argelia resulte insuficiente.

Si posteriormente el gas necesario es superior al previsto, el gas que falta se obtiene en el mercado spot. En 2005, al haber consumido las centrales de fuel-gas más gas natural del previsto, se ha adquirido combustible en el mercado spot lo que ha generado un déficit en la tarifa, que ha sido reconocido mediante la Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre, publicada en el BOE de 27 de octubre.

El problema de esta forma de calcular la tarifa consiste en los incentivos perversos que da a Gas Natural:

- El gas procedente de Argelia que excede el consumo previsto en tarifa es de libre utilización para Gas Natural, que puede venderlo en el mercado libre obteniendo un margen extraordinario por su venta a precios muy superiores al del contrato. Cualquier error de subestimación de la demanda proporciona automáticamente un atractivo margen comercial a Gas Natural, por la venta de los excedentes del contrato.
- Cuando el consumo real a tarifa es superior al previsto, Enagás se ve obligada a comprar este mismo gas pero a precio spot, mucho más caro. Este sobre coste no supone un riesgo para Enagás o Gas Natural, sino que es repercutido en la tarifa.
- También, cuando el consumo real a tarifa es inferior al previsto, el exceso de gas es de libre disposición para Gas Natural, sin que los beneficios derivados se repercutan de ninguna forma a los clientes.

La regulación de este tema es perjudicial para los consumidores a tarifa, pues no les permite beneficiarse del margen adicional que obtendrían cuando consumen menos de lo previsto y sin embargo les penaliza cuando su consumo es superior al esperado, aún cuando sea inferior al volumen contratado con Argelia. Dado el carácter regulado de este contrato, los márgenes obtenidos por los excedentes del mismo debieran revertir a todos los consumidores en vez de asignarse exclusivamente a la empresa titular.

La Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre, anteriormente citada, presenta una muestra clara del efecto de estos incentivos perversos, reconociendo un déficit a Gas Natural de 83,03 M€ cuando el déficit que se habría obtenido, suponiendo que el contrato de Argelia ha de ser usado preferentemente para abastecer a la demanda regulada como establece la normativa, es de 57,6 M€

Adicionalmente, si se descuentan del déficit los beneficios extra obtenidos en los meses en que el contrato ha tenido excedentes, no sólo no debería haberse reconocido ningún déficit, sino que Gas Natural debería devolver a los consumidores a tarifa la cantidad de 76,8 M€

5. Régimen de participación en el Gestor Técnico del Sistema

El artículo 10 del Real Decreto-Ley 6/2000 determinó la separación de propiedad de Enagás, S.A., gestor de la Red Básica y de la de transporte secundario, respecto al resto de los agentes, estableciéndose una participación máxima en su accionariado del 35% para cualquier persona física o jurídica, límite que posteriormente se ha reducido, a través del artículo 92.3 de la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, al 5%.

Se dio un plazo de tres años a los accionistas de Enagás, S.A. para realizar de una forma ordenada la venta derivada de la necesidad de adaptar sus participaciones a esta norma. Durante este período, los derechos de voto han de estar limitados como máximo a ese 5% que establece el citado artículo, quedando el resto de los derechos de voto en suspenso y siendo la CNE la garante de esta disposición.

Enagás S.A., en la reforma de estatutos para adaptarse a las limitaciones establecidas, mantuvo los derechos de voto del 35% a favor de Gas Natural SDG, teniendo la CNE que requerir a Enagás en el mes de febrero de 2004 que reformase los estatutos para limitar los derechos de voto al 5%.

A la fecha actual, el principal accionista de Enagás, S.A. es Gas Natural SDG, S.A., que aún mantiene una participación del 15%.

6. Contrato deslizando

Este contrato fue suscrito el 27 de julio de 2001 entre Enagás, S.A y Gas Natural Comercializadora, S.A.¹, con una duración de 15 años, y en virtud del cual GN Comercializadora contrata con ENAGAS capacidad de regasificación del GNL con destino al mercado regulado, con la particularidad de que la capacidad que queda liberada, como consecuencia de las decrecientes necesidades de abastecimiento de dicho mercado, se pone a disposición de GN Comercializadora (contrato deslizando) para su uso con destino al mercado liberalizado, en lugar de ponerse a disposición de todos los comercializadores en igualdad de condiciones.

El 27 de marzo de 2003 se puso fin al mecanismo de deslizamiento y se contrataba en firme a lo largo del periodo contractual de 15 años una capacidad fija de regasificación, esta modificación del contrato entró en vigor el 1 de abril de 2003.

La CNE elaboró un informe negativo sobre este contrato y lo trasladó al Servicio de Defensa de la Competencia, que incoó expediente y lo trasladó a su vez al Tribunal de Defensa de la Competencia, que ha resuelto el 8 de junio de 2005. El expediente fue motivado por una demanda interpuesta por comercializadoras de gas como consecuencia de denegación de acceso a las plantas de regasificación por ENAGAS.

¹ En esa fecha ambas empresas eran propiedad al 100% de la empresa matriz Gas Natural SDG.

El TDC, en la Resolución citada, acuerda:

- Declarar que el Grupo Gas Natural ha incurrido en una práctica prohibida por la Ley de defensa de la Competencia y por el Tratado de la UE, por haber obstaculizado por vía contractual el acceso de terceros a la capacidad de regasificación, acceso esencial para el suministro de gas natural en el mercado español.
- Imponer a la Gas Natural SDG la multa de ocho millones de euros.
- Instar al Servicio de Defensa de la Competencia la incoación de un expediente dirigido a investigar si la modificación del contrato deslizante realizada en marzo de 2003 es acorde con la ley de Defensa de la Competencia y con el artículo 81 del Tratado de la UE.