

# EVOLUCIÓN Y AVANCES TECNOLÓGICOS EN LAS PLANTAS DE GNL DE ESPAÑA



Enrique Carrión Iniеста<sup>1</sup>

## EL GN EN ESPAÑA, ETAPAS DE DESARROLLO

El período inicial: 1969-1984.

El Plan del Gas: 1985-1994.

El proceso de integración vertical: 1995-1998.

La liberalización del sector: 1999- 2003.

Resumen de la situación del Sistema Gasista Español.

### El período inicial: 1969-1984

El gas natural empezó a desarrollarse en España a partir de la iniciativa de una empresa privada, Catalana de Gas y Electricidad, con Esso Standard Oil de (EE.UU.) que desarrolló el proyecto de una planta de regasificación en Barcelona conectada a una red de transporte y distribución limitada al área metropolitana de Barcelona.

*Enero 1969:* Precomisionado y puesta en marcha de instalaciones de Planta de Barcelona, en plena etapa de desarrollo de la economía española que se caracterizó, en lo que se refiere a la demanda de energía, por una elasticidad respecto al crecimiento del PIB claramente superior a la unidad.

*Febrero 1969:* Primera descarga buque metanero “ARISTOTELES” procedente de Alaska.

---

<sup>1</sup> ENAGAS Barcelona.

El GNL procedió los primeros años de Libia y, posteriormente, se añadió Argelia como principal país suministrador

- PLANTA ORIGINAL {
- 2 Tanques de almacenamiento de GNL de 40.000 m<sup>3</sup>
  - 1 Atraque de buques metaneros de hasta 40.000 m<sup>3</sup>
  - 2 Trenes de fraccionamiento "GNL Libio pesado"
  - 2 Calderas de vapor de 54 t/h a 25 kg/cm<sup>2</sup>
  - 1 Tanque de almacenamiento gas propano 9.500 m<sup>3</sup>
  - 1 Tanque de almacenamiento gas butano 5.500 m<sup>3</sup>
  - 1 Tanque de almacenamiento de pentano 30 m<sup>3</sup>
  - 2 Terminales de carga de cisternas de GLP
  - 1 Unidad de carga marítima de GLP para buques
  - 2 Unidades envío de GLP por oleoducto a BUTANO SA
  - 1 Gasoducto para el suministro de gas natural a BARCELONA. fi 125.000 m<sup>3</sup>(n)/h a 35 bar

*Abril 1969:* Inicio emisión aire propanado Gasoducto de Barcelona, debido a la paralización del suministro de GNL Libio (por cambio de régimen político).

*En 1972:* Se creó la Empresa Nacional del Gas, actualmente Enagás, con capital público, con objeto de desarrollar el suministro de gas natural canalizado en todo el país. Se iniciaron las actividades para obtener nuevos contratos de suministro de Gas Natural Licuado (GNL) con Argelia.



Figura 1. Sistema gasista español en 1969-1975.

Dadas las altas tasas de crecimiento de la economía española y las todavía más elevadas tasas de crecimiento de la demanda de energía, se contrataron cantidades excesivas de gas natural.

El menor crecimiento de la demanda de energía, derivado de las crisis del petróleo de 1973 y 1979, puso en una situación delicada a los sectores energéticos españoles.

La escasa dotación económica que se dio a la empresa, las crisis del petróleo de 1973 y 1979 y la influencia de los sectores eléctrico y petrolero frenaron el crecimiento de las redes de transporte y distribución gas natural y, en consecuencia, de la demanda de gas natural.

La regulación del sector, muy escasa, se limitaba a unos pocos aspectos técnicos y a las tarifas.

Las tarifas para el consumo de gas doméstico y comercial, eran aprobadas anualmente por las administraciones locales (Diputaciones provinciales). Las tarifas industriales eran a propuesta del Consejo de Ministros (Ministerio de Industria).

Como consecuencia, la demanda de gas creció muy lentamente y 15 años después del inicio del suministro apenas llegaba a los 2 bcm/año, siendo la mitad para la generación de electricidad.

No fue posible cumplir mínimamente con los compromisos take or pay y durante 1984 fue necesario renegociar la adecuación de las cantidades contractuales con Argelia.

Esta negociación supuso la necesidad de llevar a cabo un plan de desarrollo del sistema gasista que fue llevado a cabo por Enagás.

Mientras tanto *la Planta de Barcelona* continua su actividad, y ampliando sus instalaciones para este plan de desarrollo.

*19 de marzo 1971:* Inicio emisión gas natural de emisión (GNL Libio).

Entra en servicio primera Estación de Carga de camiones cisternas de GNL con el primer transporte de GNL por carretera con destino a la Planta Satélite de MATARO (Barcelona).

*Octubre 1972:* Puesta en Operación del tercer Tanque de GNL de 80.000 m<sup>3</sup> (TK-1400) construido por Felguera Provence.

Puesta en servicio de las bombas de GNL P-5 D/E/F de caudal 250 m<sup>3</sup> de GNL a 52 bar (gasoducto de 35 bar del área metropolitana de Barcelona).

*Abril 1974:* Puesta en servicio de la Piscina de captación de agua de mar N.º 2 (4 bombas de 2.750 m<sup>3</sup>/h).

*Junio 1974:* Puesta en marcha del primer vaporizador de GNL con agua de mar, el E-200 A (100.000 m<sup>3</sup> (n)h a una presión de 35 bar, desmantelado en el 2007).

*Diciembre 1975:* La Planta de Barcelona es adquirida por la Empresa Nacional del Gas S.A., actualmente ENAGAS S.A., y asume la dirección de las operaciones.

*Diciembre 1979:* Puesta en servicio la primera gran Ampliación de Planta (Proyecto ingeniería "INITEC"):

- 4 VAM de 150.000 m<sup>3</sup> (n)/h a 72 bar (E-2200 A/B/C/D).
- 2 VAM de 150.000 m<sup>3</sup> (n) h a 35 bar (E-200 B/C).
- 2 VCS de 75.000 m<sup>3</sup> (n)/h a 72 bar (E-2100 A/B).
- 6 bombas criogénicas de GNL de caudal 250 m<sup>3</sup> a 80 bar (P-2001).
- 1 Compresor de boil-off, 15.500 m<sup>3</sup> (n)/h (C-2002A).
- 1 Piscina de captación de agua de mar N.º 3.
- 6 Electrobombas de 4.500 m<sup>3</sup>/h a 2,8 bar (P-2501 (A/B/C/D/E/F).
- 2 Electrobombas de 2.250 m<sup>3</sup>/h a 2,8 bar (P-1440 C/D).
- 1 Subestación Eléctrica N.º 3.

*Enero 1981:* Puesta en servicio del gasoducto de 72 bar, tramo Planta de Barcelona hasta Tivissa (Tarragona).

Puesta en operación del Tanque de GNL de 80.000 m<sup>3</sup> (TK-2001) (Proyecto Preload Auxini).

*Mayo 1982:* Se amplía el cargadero de cisternas de GNL (puestos de carga A y B) debido al incremento de Plantas Satélites en pequeñas poblaciones cercanas a Barcelona.



*Figura 2. Vista de la Planta de Barcelona en el año 1982.*

### El Plan del Gas: 1985-1994

Durante 1984 se desarrolló una doble negociación con Argelia para acomodar el contrato de suministro a las posibilidades reales de la economía española y con las empresas distribuidoras de gas canalizado para desarrollar los mercados doméstico, comercial e industrial.

Enagás recibió el encargo de desarrollar las infraestructuras y el mercado industrial.

Se promulgó la Ley del Gas y se firmó el Protocolo del Gas (entre el Ministerio de Industria, Enagás y las compañías distribuidoras) por el que se garantizaba a las empresas privadas la rentabilidad del plan de inversiones que éstas se comprometían a realizar.

El sistema tarifario pasó a ser de ámbito nacional y las tarifas pasaron a ser únicas para todo el territorio y fijadas por el Ministerio de Industria.

En el ámbito industrial se estableció un sistema de tarifas por usos que permitía cobrar a cada cliente el máximo precio compatible con la competitividad frente a las fuentes de energía alternativas.

El conjunto de medidas adoptado permitió un desarrollo acelerado del sistema gasista y un crecimiento paralelo de la demanda de gas natural.



Figura 3.

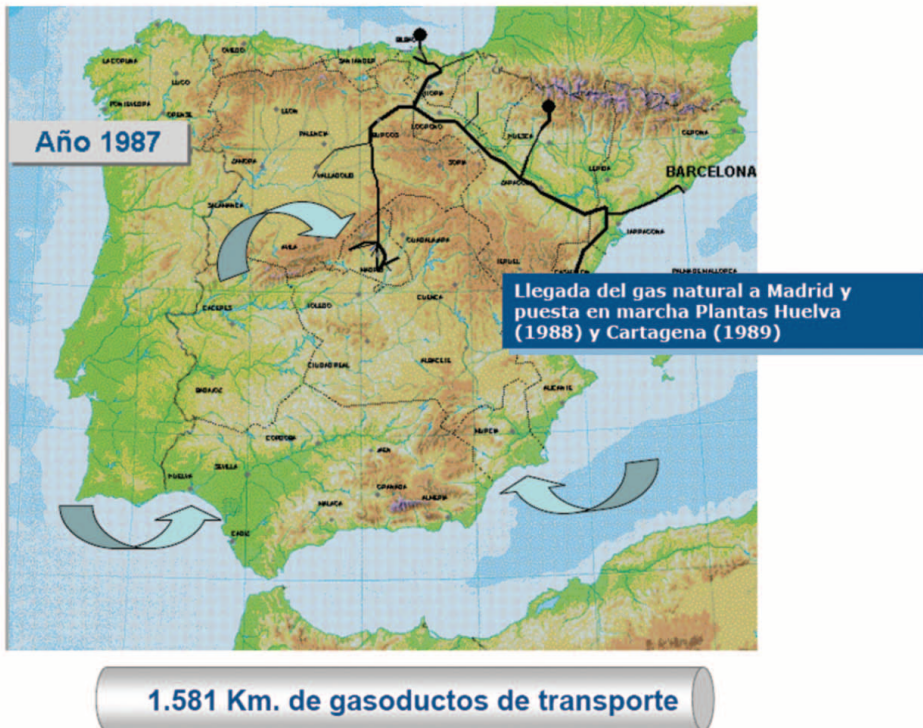


Figura 4.



Figura 5.

### El proceso de integración vertical: 1995-1998

Una vez realizadas las inversiones previstas en el Protocolo del Gas, la demanda de gas creció a ritmos mucho más rápidos que lo previsto y la disponibilidad de gas natural pasó a ser un importante factor de desarrollo para todas las zonas del país.

En esta situación, en España se siguió un proceso en sentido contrario al que se estaba registrando en los demás países de su entorno económico: la incipiente liberalización del sector tendía a segregar por actividades las empresas públicas que tenían el monopolio de actuación mientras que en España se llevó a cabo una concentración casi total del sector en torno al holding Gas Natural.

Previamente, se habían fusionado las dos mayores empresas distribuidoras del país, Gas Natural, S.A. y Gas Madrid, S.A. y gran parte de las pequeñas, de forma que Gas Natural ya disponía del 40% del mercado industrial y del 90% del mercado residencial.

En dos etapas (1994 y 1996) Gas Natural adquirió la empresa pública Enagás, que tenía el 90% del transporte y el 50% del mercado industrial, con lo que consiguió integrar en un solo grupo el 90% de la actividad gasista.

Durante este período, continuó el desarrollo acelerado del mercado con unos resultados económicos tan buenos que Gas Natural pudo iniciar simultáneamente un importante proceso de desarrollo internacional.



Figura 6.

### La liberalización del sector: 1999- 2003

El cambio de gobierno registrado en España en 1996 propició un proceso general de apertura de los mercados, que supuso el fin de los monopolios, gasistas, y la introducción del acceso de terceros a las redes en los sectores en que la propiedad de las redes constituye un monopolio natural.



Figura 7.

El proceso de liberalización español ha sido mucho más rápido que el exigido por la Directiva de la UE, de forma que en el momento en que se aprobó la 2.<sup>a</sup> Directiva para el gas natural, la legislación vigente en España apenas necesitaba unos ligeros retoques para cumplir ampliamente con ella.

### Resumen de la situación del Sistema Gasista Español

El desarrollo de las infraestructuras gasistas en España viene condicionado por la escasa producción de gas nacional, y por la situación geográfica de España alejada de los yacimientos europeos del Mar del Norte y Rusia.

Ambos factores provocaron un desarrollo tardío del gas natural en España, que comenzó a finales de los sesenta con la construcción de la primera planta de regasificación en Barcelona, abastecida a partir de GNL libio y argelino. En los años 1988 y



1989 se construyeron y entraron en servicio las Plantas de Huelva y Cartagena. En el año 1993 se realiza la conexión por gasoducto con Francia, que conecta la red española con el yacimiento francés de Lacq, y en 1996 se finaliza el gasoducto del Magreb que conecta la Península Ibérica con los yacimientos de gas argelinos, atravesando Marruecos y el estrecho de Gibraltar.

La diferencias actuales del sistema gasista español, en comparación con otros países europeos, es la elevada dependencia de las importaciones y el elevado protagonismo de las plantas de regasificación en el aprovisionamiento nacional.

El avance de las infraestructuras de gas natural por el territorio peninsular experimenta un gran impulso a partir del Protocolo del Gas de 1985, avance que continúa en la actualidad y que se concreta en varios Planes de gasificación acordados entre las empresas de gas y las Comunidades Autónomas.

La incorporación de otros transportistas en el sistema gasista continúa con la construcción en 2003 de la planta de regasificación de BBG (Vizcaya) seguida en el 2006 y 2007 por la de Saggas (Sagunto) y Reganosa (Mugardos), respectivamente.



Figura 8.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Demanda anual</b> (GWh/Año)	243.038	275.238	319.600	375.894	391.435	408.431
<b>Volumen</b> Transportado* GWh	257.411	288.565	331.721	391.881	409.707	420.629
Capacidad Sistema máxima anual (GWh/día)	1.063	1.263	1.488	1.745	2.036	2.166

Transporte\* = DEMANDA nacional + EXPORTACIONES INTERNACIONALES + GAS ALMACENADO MARISMAS + GAS INYECTADO AASS.

**Tabla 1. Evolución de la demanda de los últimos años**

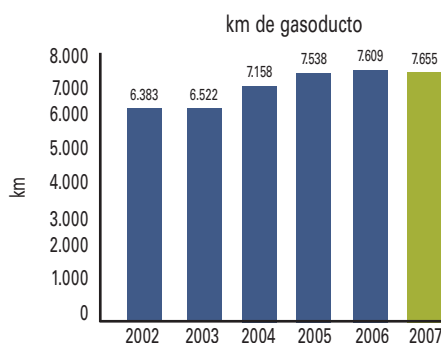
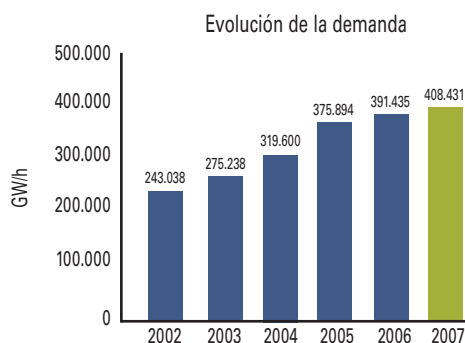
Las infraestructuras actuales de gas natural en España a finales del 2007, se componen de 6 plantas de regasificación de gas natural licuado.

Unos 7.655 km de gasoductos de transporte en alta presión, dos almacenamientos subterráneos, tres yacimientos y cuatro conexiones internacionales (con Marruecos, con Francia y dos con Portugal), además de las instalaciones auxiliares, 11 estaciones de compresión y plantas satélite de GNL.

En el siguiente cuadro se indica la evolución de las infraestructuras.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Red de transporte</b> km de gasoducto	6.383	6.522	7.158	7.538	7.609	7.655
<b>Plantas de regasificación</b> Capacidad de vaporización (m <sup>3</sup> (n)/h)	2.100.000	2.250.000	2.700.000	3.450.000	4.050.000	4.200.000
Capacidad de almacenamiento GNL (m <sup>3</sup> )	560.000	560.000	710.000	987.000	1.287.000	1.287.000
<b>Almacenamientos subterráneos</b> Capacidad de inyección (Mm <sup>3</sup> (n)/día)	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
Capacidad de extracción (Mm <sup>3</sup> (n)/día)	10,3	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5

**Tabla 2**



### SITUACIÓN DE LAS PLANTAS DE GNL EN ESPAÑA

El proceso de liberalización español ha permitido la entrada en operación de instalaciones de diferentes Operadores en el Sistema Gasista Español, como resumen esta es la situación actual de las diferentes Plantas de Regasificación existentes en España.



Figura 9. Plantas de regasificación.

Esta diversificación de los aprovisionamientos ha facilitado el poder afrontar sin problemas las demandas del sistema y como resumen se indica las producciones salidas y entradas del sistema del día de máxima demanda el actual récord del sistema gasista español.

	GWh	
<b>Gas transportado</b>	<b>1.863</b>	
(1) Demanda nacional	<b>1.863</b>	
- Convencional	1135	
- Sector eléctrico	728	
(2) Salidas internacionales	<b>0</b>	
- Larrau	0	
- Irún	0	
- Badajoz	0	

Tabla 3. Día 17-dic-2007 (L) récord del Sistema

	GWh	
<b>Cobertura</b>	<b>1.698</b>	
(1) Conexiones GN	426	
- GM	300	
- Larrau	56	
- Marismas/Poseidón	11	
- Badajoz	59	
(2) Regasificación GNL	1.144	54
- Barcelona	320	16
- Huelva	241	13
- Cartagena	157	14
- Bilbao	183	3
- Sagunto	211	8
- Mugaridos	32	0
(3) Saldo AASS (ext-iny)	128	

Plantas satélites

Nota: la variación de stock y los autoconsumos fueron de -164 GWh.

Tabla 3 (Cont.). Día 17-dic-2007 (L) récord del Sistema

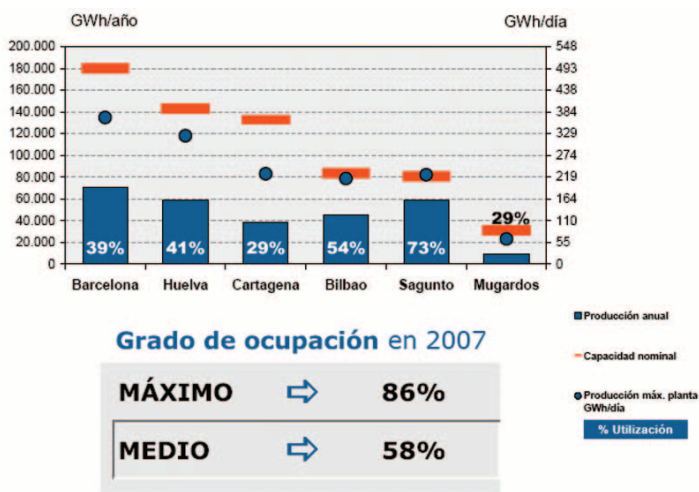


Figura 10.

La previsión para el Año 2008

Unidad: GWh	2007	Año actual 2008		
	real	PA	UPA abr	% s/año 2007
<b>Mercado a tarifa</b>	<b>46.449</b>	<b>19.820</b>	<b>18.254</b>	-60,7%
Convencional	46.449	19.820	18.254	
<b>ATR nacional</b>	<b>361.982</b>	<b>418.325</b>	<b>431.326</b>	+19,2%
Convencional	219.924	253.613	255.573	
Sector Eléctrico	142.059	164.713	175.753	
<b>Mercado NACIONAL</b>	<b>408.431</b>	<b>438.145</b>	<b>449.580</b>	+10,1%
- Convencional nacional	266.372	273.433	273.827	+2,8%
- Sector eléctrico	142.059	164.713	175.753	+23,7%

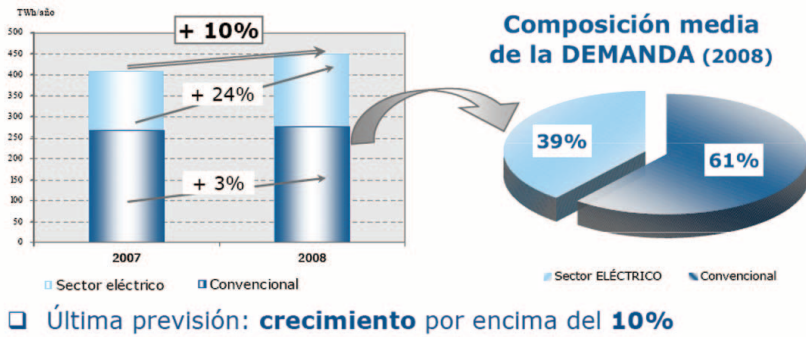


Figura 11.

### ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UNA PLANTA DE GNL

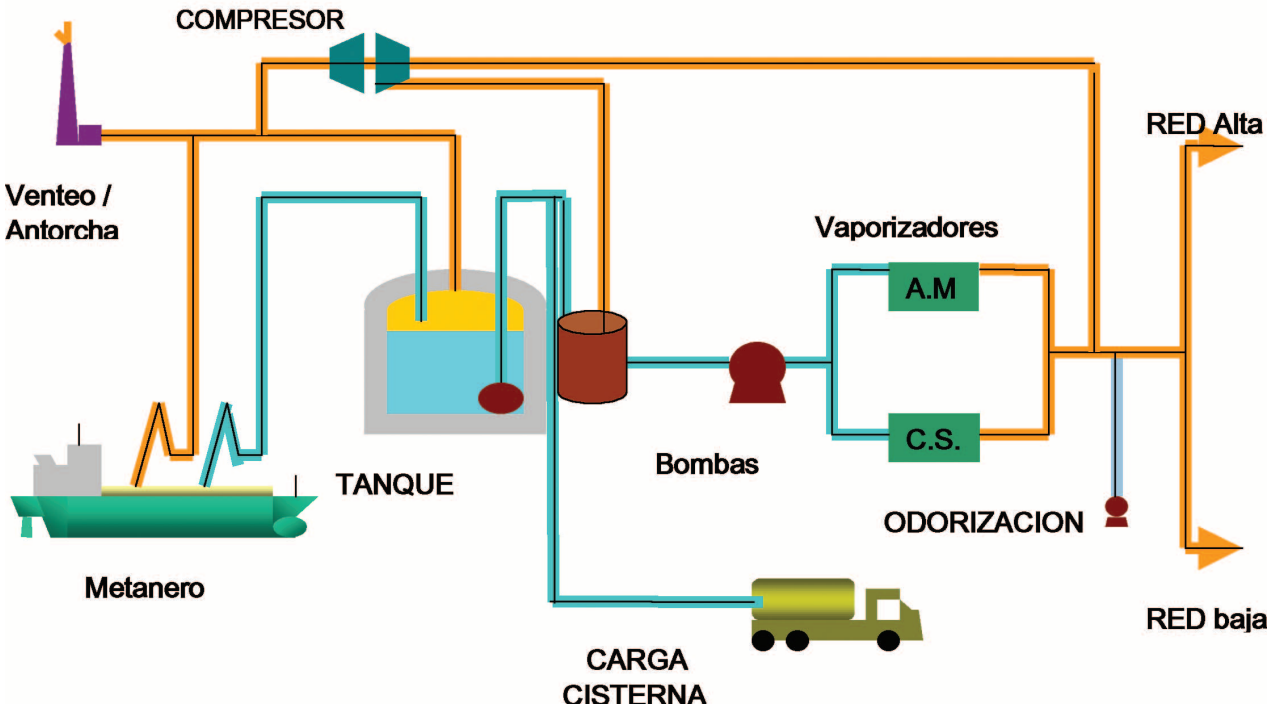


Figura 12. Terminal GNL.

### AVANCES TECNOLÓGICOS

En las Plantas de regasificación de GNL, con el progreso tecnológico se han aplicado nuevos diseños fundamentalmente buscando una mejora de la seguridad.

La evolución de los diferentes equipos que vamos a analizar son los siguientes apartados:

### **Sistemas de Descarga**

1. Brazos de descarga
2. Programas de Compatibilidad de metaneros

### **Almacenamiento del gas natural licuado**

1. Contención simple
2. Contención doble
3. Contención total

### **Vaporización del gas natural licuado (GNL) con Agua de Mar (VAM)**

### **Vaporización del GNL con Vaporizadores Combustión Sumergida (VCS)**

### **Unidades de Medida**

1. Turbinas
2. Mediciones ultrasonidos.

### **Recuperación de Boil-off**

1. Relicador
2. Compresores

### **Gestión del Boil-off**

1. Antorcha
2. Convector

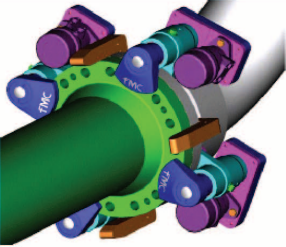

### **Sistemas de Control**

1. Sistema de Control Distribuido (SCD)
2. Sistema de Seguridad Activa (SSA)
3. Sistema de Enclavamientos de Proceso (SSD)

### **Sistemas de descarga**

#### ***Brazos de descarga***

Acoplamiento Hidráulico en los Brazos de descarga para Brazos de la Marca FMC las dos variantes más utilizadas son:

	 <p><b>QUICKON III HYDRAULIC QC/DC</b></p>	 <p><b>CHIKSAN HYDRAULIC QC/DC</b></p>
<b>Peso aproximado</b>	300 kg	600 kg
<b>Junta primaria</b>	Packing forma "V"	Packing forma "V"
<b>Junta secundaria</b>	Junta tórica de silicona (O-ring)	Junta plana de grafito desechable, a reponer en cada descarga
<b>Brida del barco</b>	AMBOS SISTEMAS REQUIEREN LAS MISMAS ESPECIFICACIONES PARA LA BRIDA DEL BARCO (*)	
<b>Mantenimiento</b>	Debido al diseño de las garras y su accionamiento por pistón, el sistema Chicksan requiere un mantenimiento algo mayor	
<b>Cinématica</b>	Muy rápida	Más lenta, del orden de 10 s para el cierre de las garras
<b>Centrado</b>	El centrado de ambos equipos se realiza mediante cuernos guía que ajustan al diámetro externo de la brida.	
<b>Accionamiento hidráulico</b>	Ambos equipos tienen motores hidráulicos independientes para cada garra/leva. En ambos equipos se pueden cerrar o abrir manualmente alguna leva/garra de forma independiente si fuera necesario, p.ej. en caso de mal funcionamiento del sistema hidráulico.	
<b>Diseño mecánico</b>	Se diseña en base a las cargas generadas por las acciones combinadas del peso del brazo, peso del producto y peso del hielo durante la carga. El sistema Chicksan tiene un mayor peso, utilizándose únicamente para brazos de carga de grandes dimensiones nuevos, siempre con longitudes totales de brazo mayores a 70 pies.	
<b>Aplicaciones</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Es el sistema idóneo para instalaciones de brazos de carga de GNL, de hasta 80' de longitud.</li> <li>- Modernización de acoplamiento manual a hidráulico en instalaciones existentes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Suministro de nuevos brazos de carga para GNL, para brazos con longitudes total de brazo grandes, siempre mayores de 70 pies.</li> <li>- No sirve para modernizar equipos existentes con acoplamiento manual, pues habría que rediseñar el brazo debido a la gran carga adicional que supone su elevado peso en el brazo.</li> </ul>

(\*) Brida del barco 16" ANSI 150, RF o FF, con acabado superficial liso, de una rugosidad de la superficie de 32 μinches (0.8 μm). Para más información sobre las bridas ver documento "Ship manifold flanges surface requirements".

Figura 13. Comparativa acoplamientos hidráulicos de brazos FMC para servicio de GNL.

### Programas de Compatibilidad de metaneros

Los terminales de recepción de metaneros existentes se diseñaron desde un punto de vista conceptual para un rango determinado de capacidades de acuerdo con la previsible evolución de la flota.

Los buques de transporte de GNL no están estandarizados en relación con su geometría por lo que se pueden producir problemas de compatibilidad, incluso en series de la misma capacidad.

La capacidad de carga de los metaneros ha ido aumentando progresivamente y se espera la entrada en el mercado de buques de gran capacidad durante los próximos años.

Es necesaria la realización de verificaciones de compatibilidad entre el buque y el terminal.

La flota mundial existente de metaneros se puede clasificar en tres grandes segmentos atendiendo a la capacidad de carga:

- Hasta 50.000 m<sup>3</sup> (16 buques).
- Desde 65.000 a 90.000 m<sup>3</sup> (15 buques).
- Desde 122.000 a 145.000 m<sup>3</sup> (148 buques).

La flota de metaneros en pedido hasta el año 2009 se puede clasificar en:

- Hasta 100.000 m<sup>3</sup> (4 buques).
- Desde 100.000 a 145.000 m<sup>3</sup> (17 buques).
- Desde 145.000 a 220.000 m<sup>3</sup> (105 buques).

La flota de metaneros futura a partir del año 2009, alcanzará capacidades de 215.000 m<sup>3</sup> (Qflex) y 250.000 m<sup>3</sup> (Qmax).

Los buques de diseño de las terminales existentes tenían una capacidad máxima de 140.000 m<sup>3</sup>, aunque se están empezando a reformar para adaptarse a este tipo de metaneros.

En conclusión la flota de buques metaneros, actual y futura, es muy heterogénea y algunos parámetros resultan relevantes con objeto de evaluar la compatibilidad con los atraques existentes:

Excentricidad del manifold-Equipamiento del buque-Formas y geometría del casco

#### **OBJETO DE LA APLICACIÓN UTILIZADA POR ENAGAS (PROES, S.A.)**

- Verificar y certificar la compatibilidad geométrica de buques metaneros con un atraque específico.
- Verificar la compatibilidad operacional mediante la definición de los límites de operación y regulaciones aplicables a cada buque.
- Seguimiento y registro de buques y embarques.

Tres aspectos principales se deben valorar para poder evaluar la compatibilidad de los buques con una instalación:

1. La navegación y maniobra relativa a las áreas del puerto.
2. El equipamiento náutico del frente de atraque.
3. El equipamiento industrial del frente de atraque.

##### *1. Verificación de la navegación*

El objeto es la verificación de las dimensiones mínimas requeridas en las superficies de agua en planta y alzado, para operación de buques metaneros.

El análisis se realiza conforme a los criterios recogidos y propuestos por el PIANC (Permanent International Association of Navigational Congresses). Estos criterios son reconocidos internacionalmente.

La verificación comprende el análisis de la aproximación, viro, atraque y desatraque de buques.

Se verifica el dimensionamiento en planta y alzado de canales y vías de aproximación de acceso al terminal.



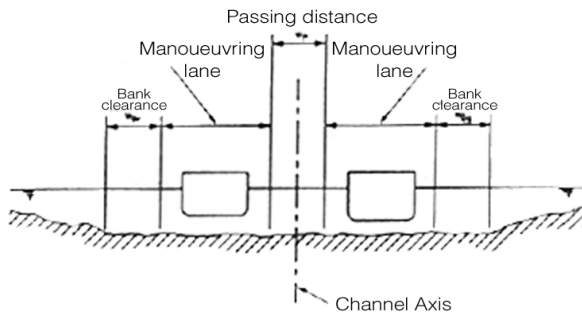


Figura 14.

Se obtiene como resultado:

- Calado necesario.
- Anchura mínima requerida.

Tras la evaluación de los límites de operación relativos a las maniobras de atraque y desatraque de acuerdo con la flota de remolcadores disponible en la instalación.

Se obtiene como resultado:

- La determinación de las condiciones climáticas límites para operación normal y para emergencias.

## 2. El equipamiento náutico del frente de atraque

Verificación de la posición y capacidad de las defensas, de las tensiones de las amarras, etc.

Se obtiene como resultado:

- Máxima velocidad de contacto admisible en el atraque.
- Compatibilidad geométrica del sistema de defensas.

## 3. El equipamiento industrial del frente de atraque

También se realiza la evaluación de los equipos industriales situados en la plataforma de descarga relativos a la operación de buques.

La verificación principal se centra en las envolvente de trabajo relativas a los siguientes equipos:

- Pasarelas de acceso a buques.
- Brazos de descarga de GNL.

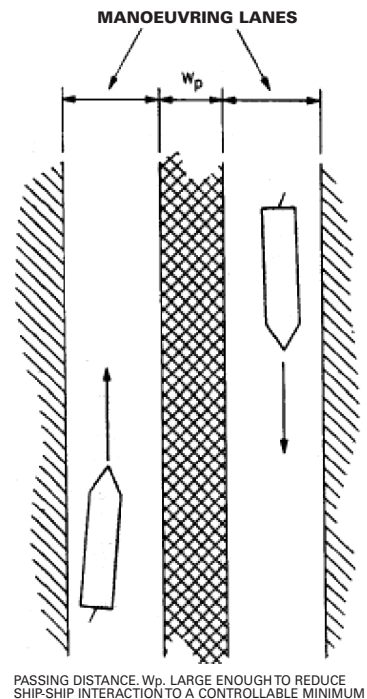
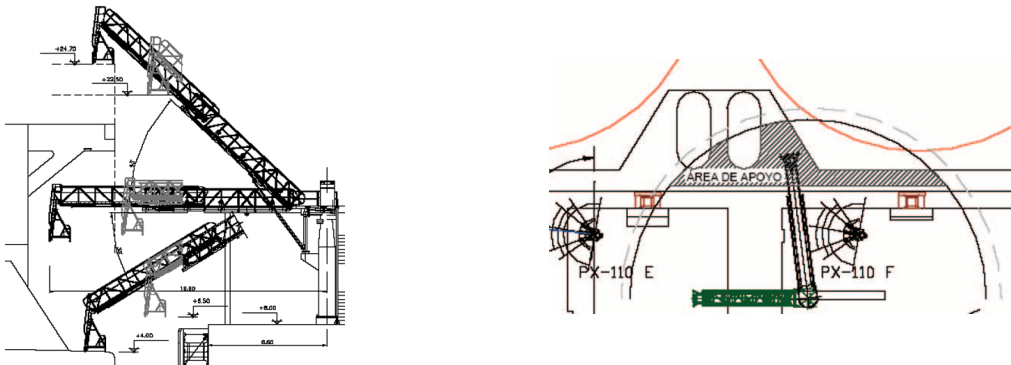


Figura 15.



Figuras 16 y 17. Ejemplos de los resultados del programa de compatibilidad.

### Almacenamiento del gas natural licuado

El GNL es descargado desde el barco mediante los brazos de descarga y es enviado con las bombas del barco a los tanques de almacenamiento por medio de tuberías. Es en los tanques en donde se aprecian los mayores avances tecnológicos, a saber:

#### Contención simple

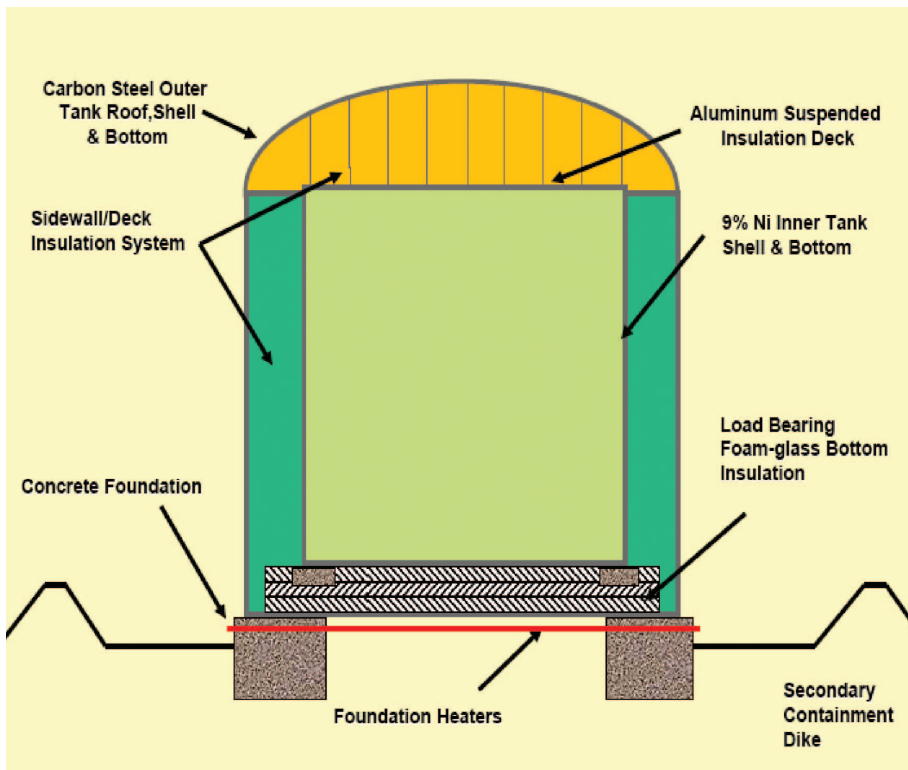


Figura 18. Tanque de contención simple GNL.

**Ejemplos:**

TK-1200-A/B, puesta en marcha en enero de 1969, están contruidos por un depósito interior de hormigón recubierto con una chapa de acero y de un depósito exterior compuesto por un envolvente de acero. Todo el conjunto dispone del aislamiento (perlita), necesario para evitar el calentamiento del GNL.

En este diseño las tuberías de entrada y salida son por la parte inferior del tanque.

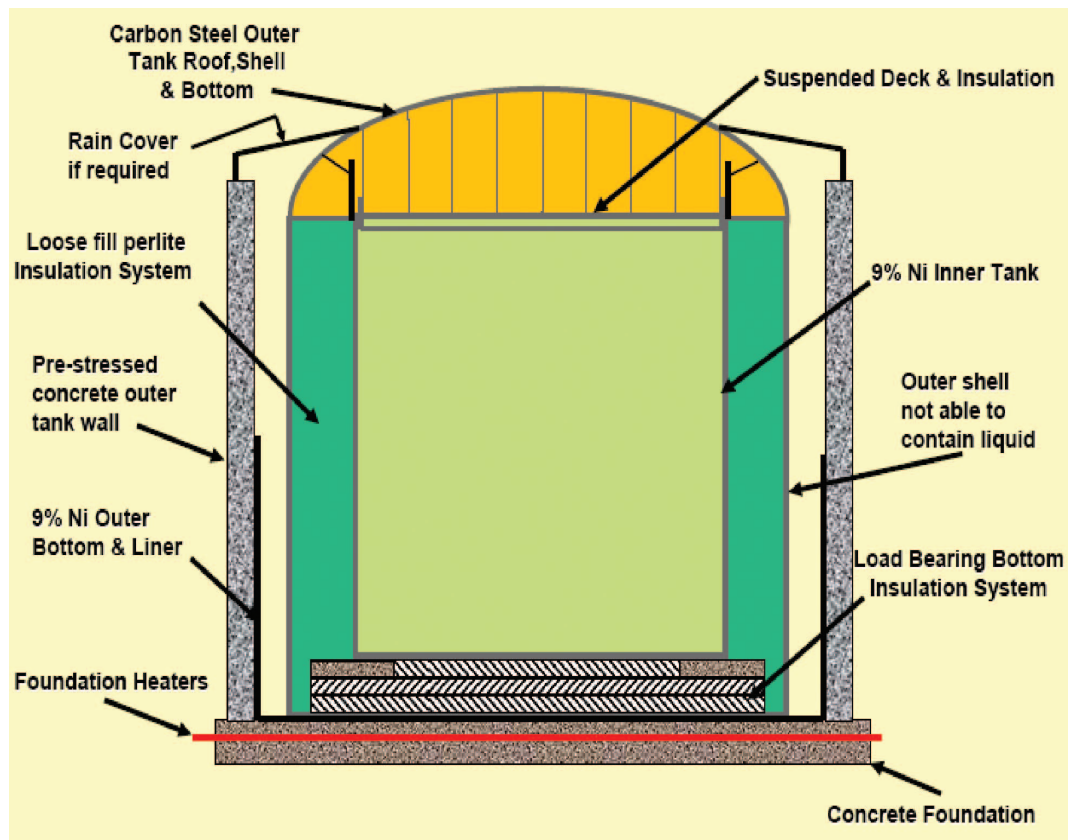
**Contención doble**

Figura 19. Tanque de contención doble GNL.

**CARACTERÍSTICAS GENERALES**

- Se comienzan a construir a principios de los años 70.
- Tanque interno acero al carbono 9% Ni.

## EXPLORACIÓN PORTUARIA

- Aislamiento entre ambos tanques para evitar transferencias de calor.
- Tanque es rodeado por un muro de hormigón pretensado.

## CON CIERTAS PECULIARIDADES PERO COMO UN EJEMPLO, SERÍA EL TK-2001



Puesta en marcha en enero de 1981, está construido por un *depósito interior de hormigón* y de un depósito exterior, que a su vez está compuesto por *una envolvente de acero y una pared de hormigón*.

Todo el conjunto dispone del aislamiento (perlita), necesario para evitar el calentamiento del GNL.

Tuberías de entrada por la cúpula del tanque, con posibilidad de descarga superior e inferior y salida por la parte inferior del tanque.

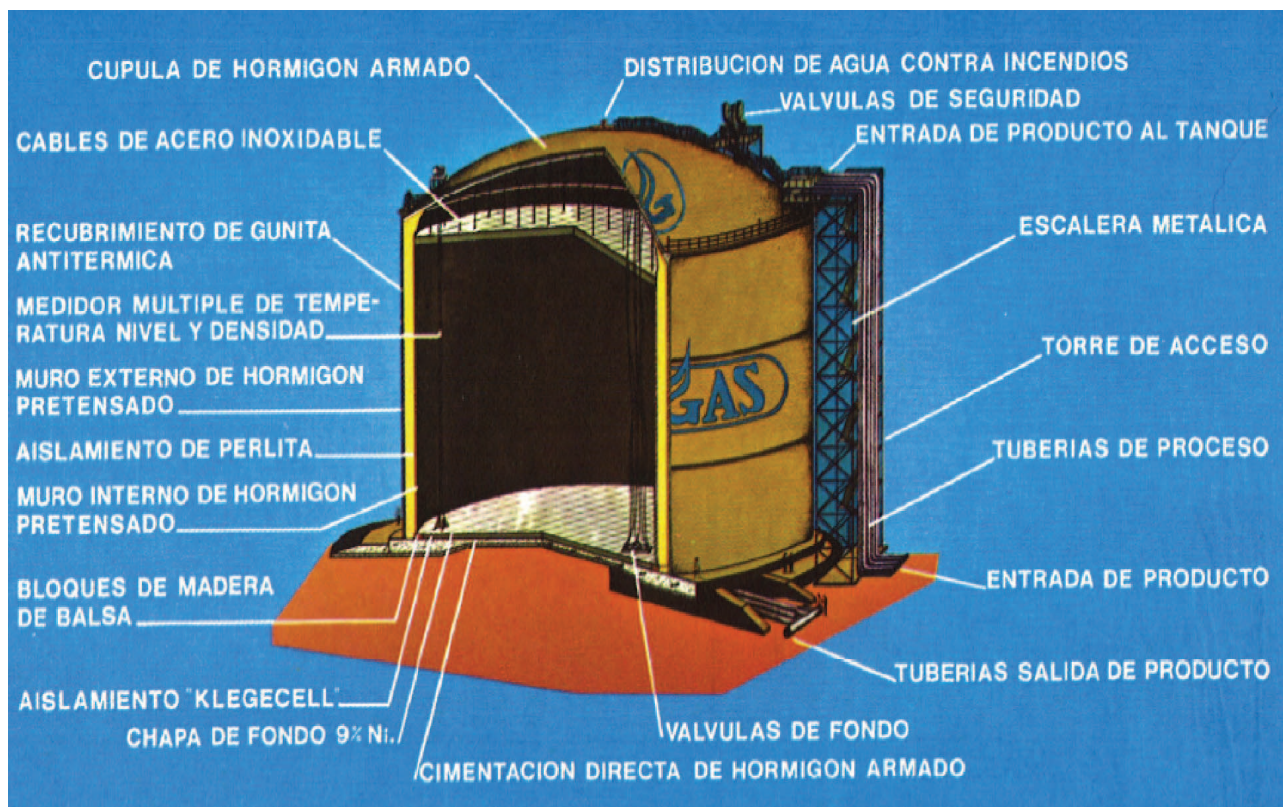


Figura 20. Tanque de 80.000 m<sup>3</sup> de capacidad para GNL. Auxini.

**Contención total**

- Los más utilizados a nivel europeo y mundial.
- Capacidad estándar 150.000/160.000 m<sup>3</sup>.
- Tanque interior de acero 9% níquel, con cubierta suspendida. Contención GNL.
- Tanque exterior de hormigón, pre y postensado.
- Todas las entradas/salidas conectadas en la cúpula.
- La descarga de GNL puede realizarse por el fondo o por la parte superior.
- Calentadores en la cimentación y aislamiento térmico.

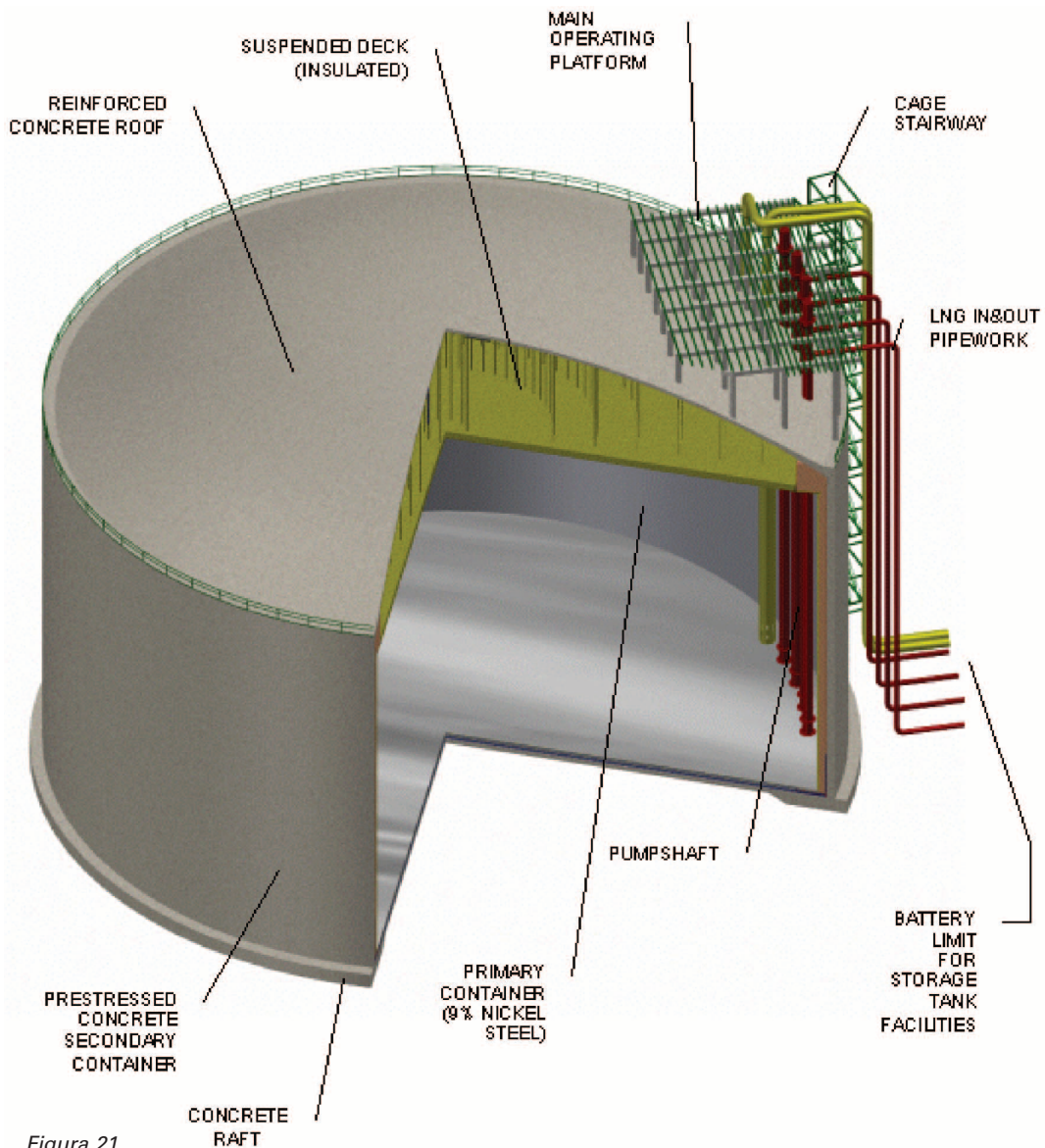


Figura 21.

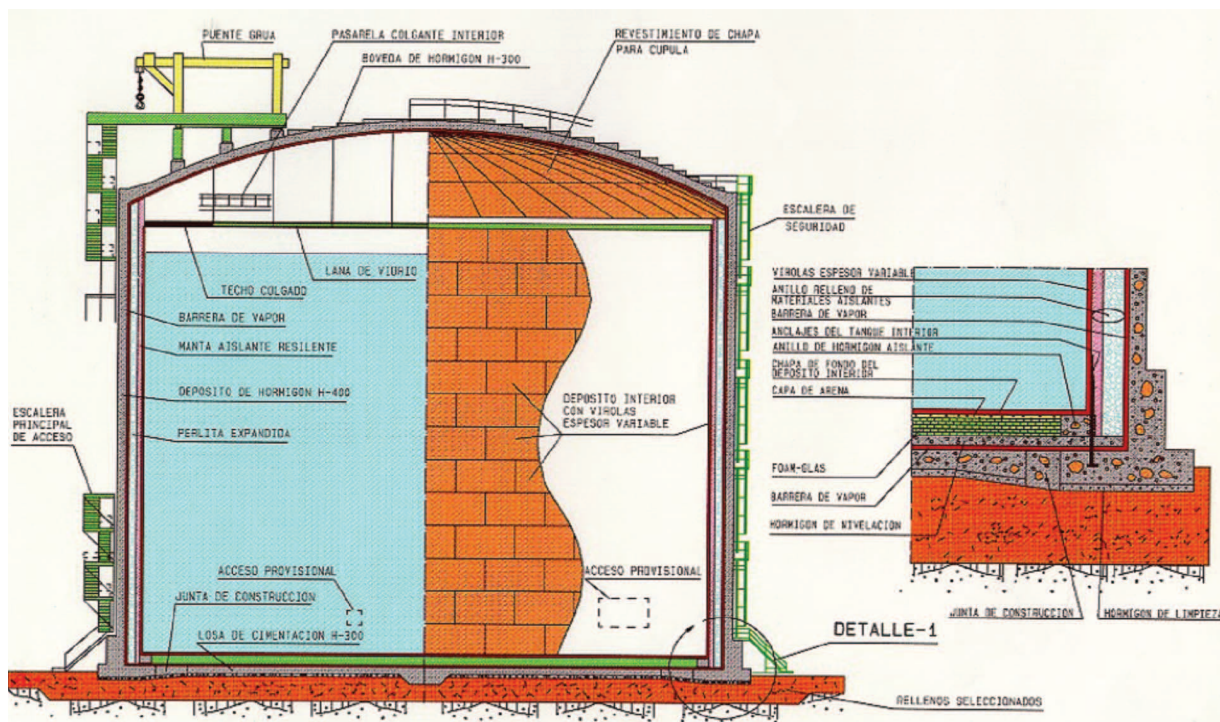


Figura 22.

Ejemplo:



Figura 23.

**TK-3000**, puesta en marcha en **octubre del 2005**, está construido por un depósito interior de acero criogénico (9% Níquel) y de un depósito exterior compuesto por una envoltura de acero y una pared de hormigón. Todo el conjunto dispone del aislamiento (perlita), necesario para evitar el calentamiento del GNL.

Tuberías de entrada y salidas de GNL por la cúpula del tanque, con posibilidad de recibir descarga de buques por la parte superior e inferior.

La salida de GNL es por la parte superior mediante bombas primarias.

Es de Tecnología de **contención total**, muy parecidos a los instalados en todas las Plantas de España desde 1988.

### Vaporización del gas natural licuado (GNL)

#### Vaporizadores de Agua de Mar (VAM)

Para convertir el GNL en gas cambiado de estado líquido a gaseoso es necesario elevar su temperatura. A tal fin el GNL a  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ . es impulsado mediante un sistema de bombas primarias y secundarias desde los tanques hasta los vaporizadores de agua de mar.

En estos equipos el agua de mar cede parte de su calor al GNL para su gasificación.

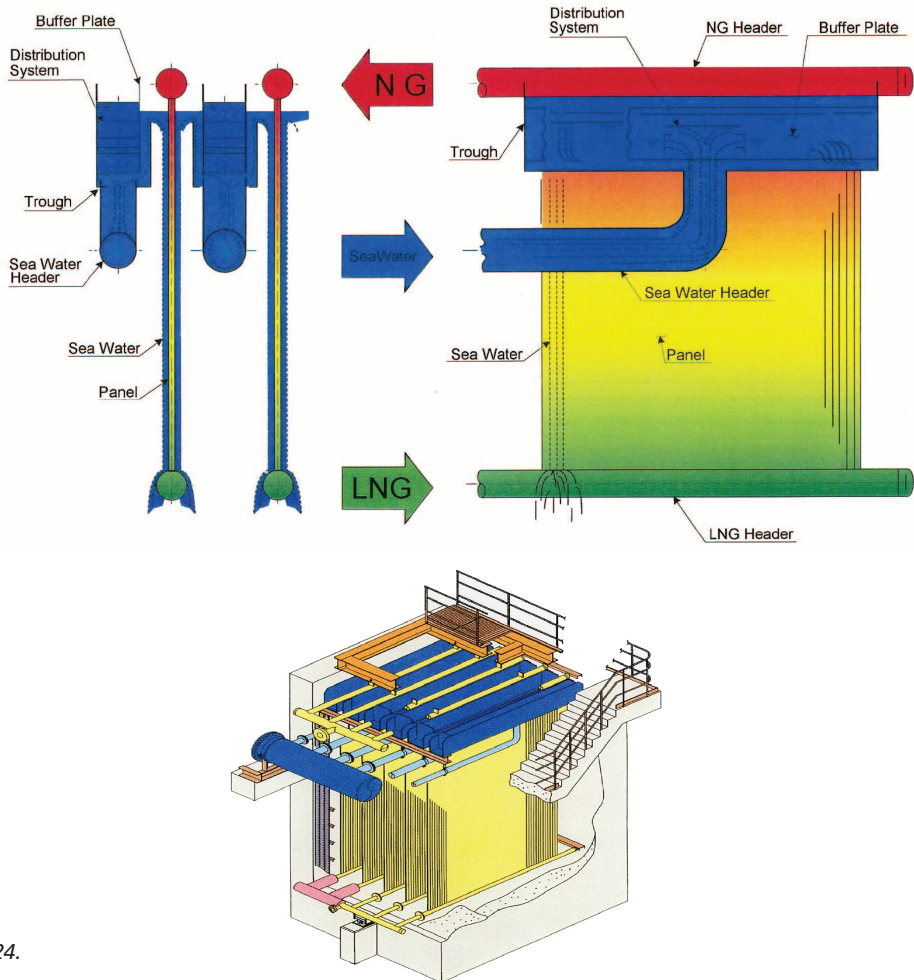


Figura 24.

**Vaporización del gas natural licuado (GNL) con Vaporizadores de Combustión Sumergida**

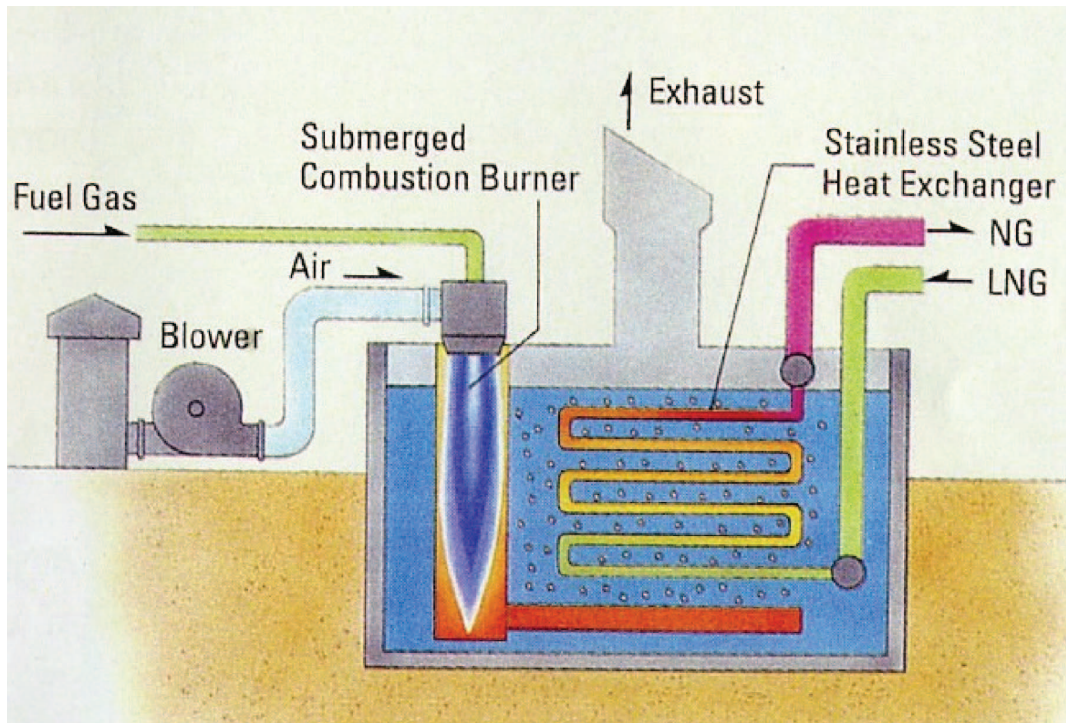


Figura 25. Baño de agua del vaporizador.



Figura 26.



Adicionalmente, se dispone de un sistema de vaporizadores de combustión sumergida, que utilizando como combustible el propio gas natural calienta el agua que es utilizada para vaporizar el GNL.

## Unidades de Medida

### *Turbinas*

El gas natural a alta presión es contabilizado antes de su envío a la red de Gasoductos, esta contabilización se realiza en las unidades de medida con **turbinas** en la mayoría de los casos.



Figura 27.

### *Medidores ultrasónicos*

Los avances tecnológicos en el campo de la medida del gas, han repercutido en la instalación de los medidores por **ultrasonidos**, y de mayor precisión.



Figura 28

## Recuperación de Boil-off

### *Relicudador*

Los tanques de GNL tienen una tasa de evaporación mínima.

Las pequeñas cantidades de GNL que se convierten en gas natural durante el almacenamiento (Boil-off) son comprimidas por los compresores y enviadas al **relicudador**, donde una vez mezclado con el GNL son aspirados por las bombas secundarias.

La evolución del total de los **6** equipos relicudadores instalados en España fundamentalmente ha sido la capacidad, desde el primer Relicudador instalado en España en 1988 en la Planta de Huelva con una capacidad de 260 m<sup>3</sup> de GNL hasta el instalado en la Planta de Reganosa, con una capacidad nominal de 750 m<sup>3</sup> de GNL.



Figura 29. Primer relicudador instalado en España (Huelva, 1988).



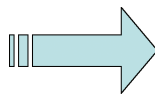
Figura 30. Último relicuador instalado en España (Reganosa, 2007).

### 1º Nivel. Compresores

- La evolución tecnológica se ha producido asociada a la implantación de los Relicuarios o Recondensadores, disminuyendo las presiones de impulsión de los compresores al tiempo que la mejora energética de los mismos.
- De los primeros compresores de Gas instalados en la Planta de Barcelona, hasta los últimos instalados en la Planta de Mugaridos se observan las diferencias siguientes:

#### C-2002-A

- Año: 1979
- Marca: ..... Pignone
- P. Aspiración: ..... 0,01 bar
- P. Impulsión: ..... 35 bar
- Caudal: ..... 14.400 kg/h
- Potencia: ..... 2.974 Kwh



#### GB-2002-B

- Año: 2007.
- Marca: ..... Ingersoll Rand
- P. Aspiración: ..... 0,1 bar
- Potencia: ..... Kwh
- P. Impulsión: ..... 9 bar
- Caudal: ..... 4.400 kg/h

### Gestión del Boil-off

#### Antorcha

En las situaciones de excesos de presión y como último recurso, el Gas se quema en la **Antorcha**, si no es capaz de ser recuperado por los compresores y el relicuador.

La evolución del total de las 5 Antorchas instalados en España fundamentalmente ha sido la capacidad, siendo las siguientes:

- Cartagena: 30.000 kg/h y 141.000 kg/h el venteo.
- Huelva: 60.000 kg/h.
- Barcelona: 170.000 kg/h y 110.000 kg/h el venteo.
- Sagunto: 185.000 kg/h.
- Bilbao: 185.000 kg/h.



Figura 31. Antorcha en funcionamiento (Barcelona, 2005).

### **Convector**

Lo más avanzado en la actualidad se encuentra en la Planta de Mugaros, dado que se trata de una terminal limpia, del funcionamiento de la regasificadora no se derivarán daños ambientales ni molestias a la población, hasta tal punto se ha extrema-

do el celo en evitar inconvenientes que se ha optado por prescindir de la antorcha que caracterizaba a buena parte de las plantas. Disponiendo de un **Convector**, que realiza las funciones de Antorcha controlada y sin apreciarse desde el exterior de la instalación.

### Sistemas de Control

- Sistema de Control Distribuido (SCD).
- Sistema de Seguridad Activa (SSA).
- Sistema de Enclavamientos de Proceso (SSD).

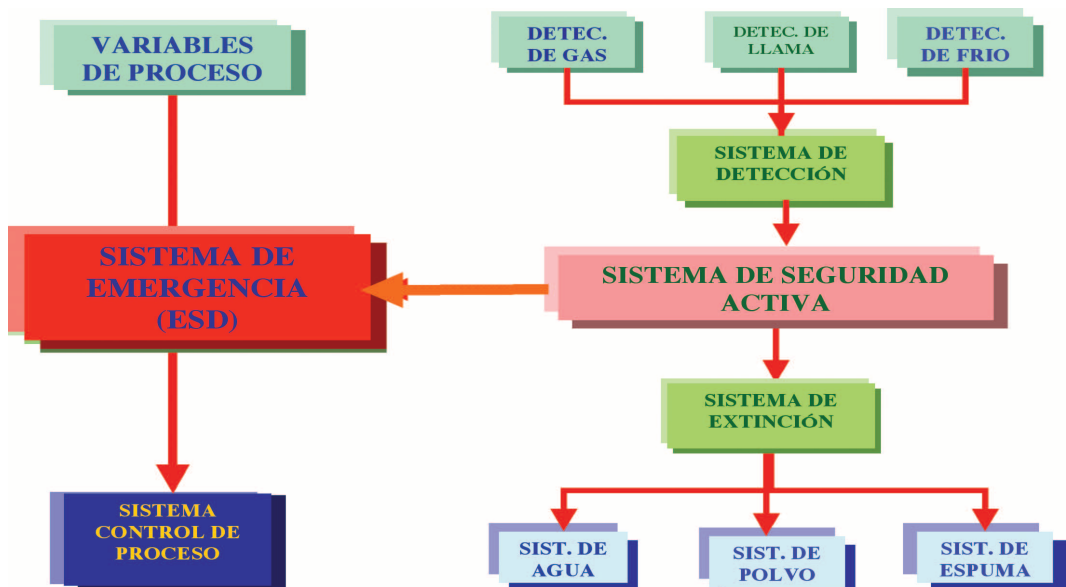


Figura 32.

### PROYECTOS EN CURSO

El Eje Transversal.  
El Gasoducto MEDGAZ.  
Gasoducto submarino a Baleares.

Ampliaciones de las Plantas de ENAGAS.

- Planta de Barcelona.
- Planta de Huelva.
- Construcción de la Planta del Musel.
- Planta de Cartagena.

- En los años 2008 y 2009, el Sistema Gasista español contará con nuevas importantes infraestructuras:

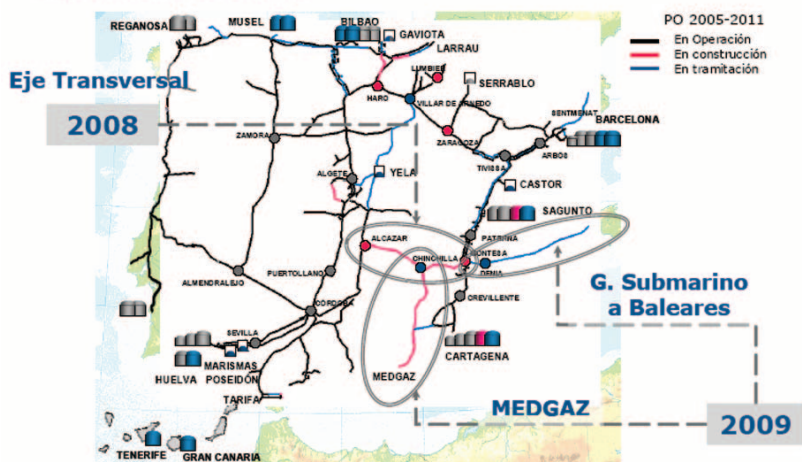


Figura 33.

### El Eje Transversal

El Eje Transversal y las Estaciones de Compresión de sus extremos, Alcázar y Montesa, portan indudables beneficios al funcionamiento del sistema gasista:

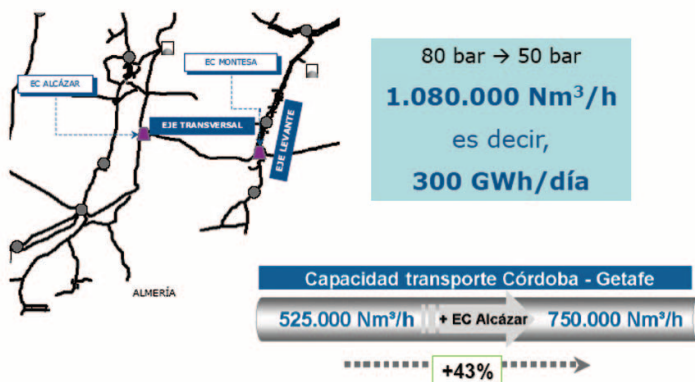


Figura 34.

- Dotan de flexibilidad a la operación y nominaciones de las comercializadoras, permitiendo la producción desde las plantas del Mediterráneo o Sur de la Península según disponibilidad de GNL.
- Permiten la comunicación de las distintas zonas gasistas, lo cual resulta esencial en situación de vulnerabilidad (n-1) de alguna de las entradas del sur (Huelva o GME) para asegurar la máxima cobertura de la demanda.

**Total Inversión** ➡ ≈ **315 Millones €**

**Proyecto MEDGAZ. Conexión Sistema Gasista**



Figura 35.

Para gestionar la integración de Medgaz en el Sistema Gasista, el GTS ha puesto en marcha un Grupo de Operación específico en el que se encuentran representadas todas las partes involucradas, con el objetivo de analizar los aspectos operativos y de contratación que puedan afectar a cada una de ellas, antes de su prevista puesta en Operación en el segundo semestre del 2009.

La vocación última de Medgaz es conectar con Europa, por lo que es fundamental un desarrollo de capacidad importante de las Conexiones Internacionales nuevas y ya existentes.

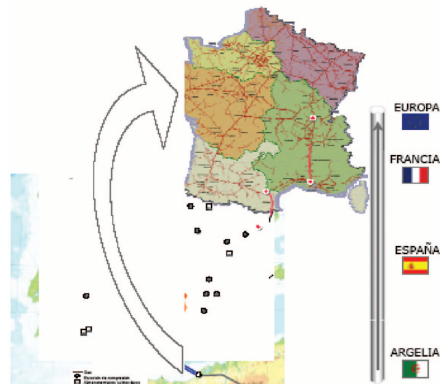


Figura 36.

## Gasoducto submarino a Baleares

### □ Trazado del Gasoducto: Montesa-Denia-Ibiza



### □ Infraestructuras (tramo terrestre)

- Estación de Compresión Montesa: (2+1) ; 36 MW
- Gasoducto Montesa-Denia: (65 km, 24")
- Estación de Compresión de Denia (2+1); 14,7 MW. (Presión de impulsión: 220 bar)

### □ Trazado del Gasoducto: Ibiza-Mallorca



### □ Principales características: Denia-Ibiza-Mallorca

- Diámetro 20"
- Presión de Diseño 225 bar
- Longitud aproximada 270 km
- Recubrimiento de hormigón de 40 a 120 mm

Topología gasoducto submarino a Baleares

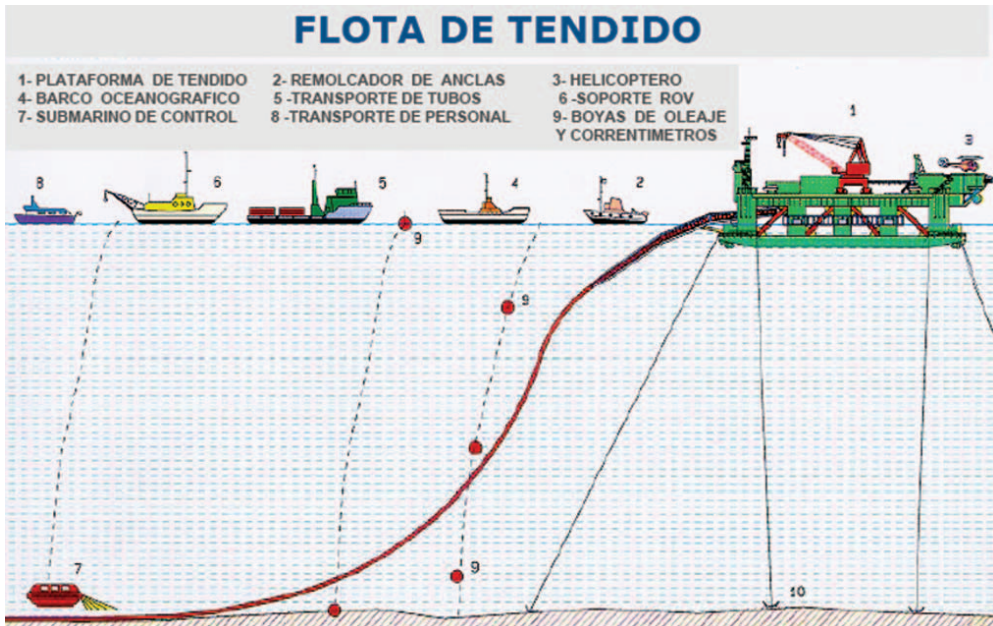
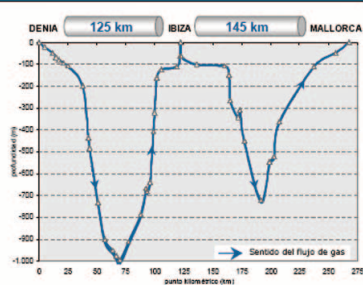


Figura 37.



**PLANTA DE BARCELONA***FASE II. AMPLIACIÓN EMISIÓN HASTA 1.950.000 NM<sup>3</sup>/H*

- 2 VAPORIZADORES E-2200 H/I (15% SOBREDISEÑO): 200.000 Nm<sup>3</sup>/H
  - 4 BOMBAS SECUNDARIAS P-2003 D/E/F/G (72 BARG): 290 m<sup>3</sup>/H
  - 4 BOMBAS Agua de Mar P-1440-E1/F1: 2.500 m<sup>3</sup>/H
- PREVISTA PUESTA EN MARCHA: Abril-Junio 2009

*AMPLIACIÓN ATRAQUES DE METANEROS DE 250.000 m<sup>3</sup>*

Metaneros tipo Q Flex (215.0000 m<sup>3</sup>) y Q Max (250.000 m<sup>3</sup>)  
 PREVISTA PUESTA EN MARCHA: Abril-Junio 2009

*AMPLIACIÓN SÉPTIMO TANQUE DE ALMACENAMIENTO*

Tanque Almacenamiento TK-3002  
 CAPACIDAD: 150.000 m<sup>3</sup> de GNL  
 550 m<sup>3</sup>/H  
 ● 3 Bombas primarias P-3002 A/B/C  
 Prevista puesta en gas: Octubre 2010

*AMPLIACIÓN OCTAVO TANQUE DE ALMACENAMIENTO*

Tanque Almacenamiento TK-3003  
 CAPACIDAD: 150.000 m<sup>3</sup> de GNL  
 550 m<sup>3</sup>/H  
 ● 3 Bombas primarias P-3003 A/B/C  
 Prevista puesta en gas: Marzo 2011

**PLANTA DE HUELVA***AMPLIACIÓN ATRAQUES DE METANEROS DE 250.000 m<sup>3</sup>*

Metaneros tipo Q Flex (215.0000 m<sup>3</sup>) y Q Max (250.000 m<sup>3</sup>)  
 Prevista puesta en marcha: Abril-Junio 2009

*AMPLIACIÓN QUINTO TANQUE DE ALMACENAMIENTO*

Tanque Almacenamiento FB-151  
 CAPACIDAD: 150.000 m<sup>3</sup> de GNL  
 550 m<sup>3</sup>/H  
 ● 3 Bombas primarias  
 Prevista puesta en gas: Octubre 2010

*AMPLIACIÓN EMISIÓN HASTA 1.650.000 NM<sup>3</sup>/H*

- 2 VAPORIZADORES 200.000 Nm<sup>3</sup>/H

*AMPLIACIÓN SEXTO TANQUE DE ALMACENAMIENTO*

Tanque Almacenamiento FB-161  
 CAPACIDAD: 150.000 m<sup>3</sup> de GNL  
 550 m<sup>3</sup>/H  
 ● 3 Bombas primarias

## PLANTA DE MUSEL

La construcción de la planta de El Musel, en Gijón (Asturias), fue adjudicada a Enagás en noviembre de 2006. Esta instalación se ubicará en terrenos de la ampliación del Puerto de El Musel entre el Dique Torres y el Muelle Norte y ocupará una superficie aproximada de 18 hectáreas.

En una primera fase, la planta regasificadora dispondrá de dos tanques de 150.000 m<sup>3</sup> cada uno y de una capacidad de emisión de 800.000 m<sup>3</sup> (n)/h.

El proyecto se encuentra en sus fases iniciales de ingeniería básica.

PREVISTA PUESTA EN MARCHA: Junio 2011

## PLANTA DE CARTAGENA

### *FASE II. AMPLIACIÓN EMISIÓN HASTA 1.350.000 N m<sup>3</sup>/H*

EQUIPOS PRINCIPALES:

- 2 VAPORIZADORES 150.000 N m<sup>3</sup>/H
- 2 BOMBAS SECUNDARIAS: 290 m<sup>3</sup> /H
- 2 BOMBAS Agua de Mar: 2.500 m<sup>3</sup>/H

PREVISTA PUESTA EN MARCHA: Abril-Junio 2009

### *AMPLIACIÓN ATRAQUES DE METANEROS DE 250.000 m<sup>3</sup>*

Metaneros tipo Q Flex (215.0000 m<sup>3</sup>) y Q Max (250.000 m<sup>3</sup>)

PREVISTA PUESTA EN MARCHA: Abril-Junio 2009

### *AMPLIACIÓN QUINTO TANQUE DE ALMACENAMIENTO*

Tanque Almacenamiento FB-251

CAPACIDAD: 150.000 m<sup>3</sup> DE GNL

- 3 Bombas primarias: 550 m<sup>3</sup>/H

Prevista puesta en gas: Octubre 2010

## CONCLUSIONES

El consumo de gas natural creció un 4,3% durante el ejercicio 2007, estando previsto un crecimiento superior al **10%** en el presente año.

El pasado mes de diciembre se alcanzaron por tres veces puntas históricas de demanda de gas, por encima de 1.800 GWh/día.

El consumo de gas natural para generación eléctrica representó el año pasado un 35% sobre el total de la demanda, lo que consolida a este segmento como fundamental en el desarrollo del sector gasista.

La fuerte variabilidad en el mix de generación eléctrica debe ser absorbida por los Ciclos Combinados, lo que requiere un importante dimensionamiento de las infraestructuras gasistas.

Para garantizar la seguridad de suministro de gas natural y, en consecuencia del Sistema Eléctrico el Sistema Gasista debe:

- Disponer de unos márgenes de capacidad razonables.
- Anticipar el desarrollo de infraestructuras al crecimiento previsto de la demanda.

Los desarrollos necesarios de infraestructuras están recogidos en la P.O. 2005-2011 en vigor así como en el borrador de nueva P.O. 2008-2016.

En los próximos dos años el Sistema Gasista se va a dotar de nuevas e importantes infraestructuras de transporte:

- Eje Transversal (año 2008).
- Gasoducto a Baleares (año 2009).
- Nueva C.I. de Medgaz (año 2009).

La vocación última de Medgaz es conectar con Europa, por lo que es fundamental un desarrollo de capacidad importante de las Conexiones Internacionales nuevas y ya existentes. Para gestionar su integración en el Sistema, el GTS ha puesto en marcha un Grupo de Operación específico.

