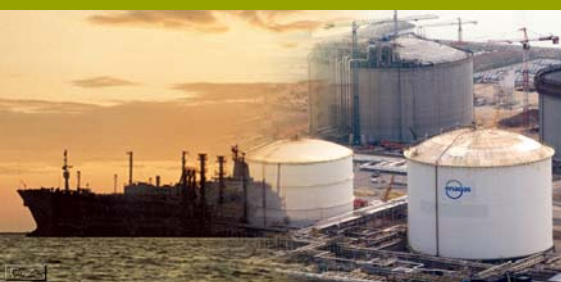




Enagás

**Resultados 4° trimestre y
ejercicio 2006**



AVANCE DE RESULTADOS

DEL CUARTO TRIMESTRE Y EJERCICIO 2006

4T 2005	4T 2006	Var%	PRINCIPALES MAGNITUDES	Ene-Dic 2005	Ene-Dic 2006	Var%
41,9	51,5	23,0%	Resultado Neto (mill €)	191,0	216,4	13,3%
71,0	92,7	30,6%	Resultado Operativo (mill €)	332,8	378,7	13,8%
110,7	151,9	37,2%	Cash-Flow Operativo (mill €)	478,4	563,6	17,8%
100.798	100.388	-0,4%	Demanda de gas transportada (GWh)	376.041	396.873	5,5%

Ene-Dic 2005	PRINCIPALES MAGNITUDES	Ene-Dic 2006
1.546,5	Deuda Neta (mill €)	1.779,2
1.110,4	Fondos Propios	1.235,2
47,9%	Deuda Neta/Total Activos	49,1%
58,2%	Deuda Neta/Deuda Neta+Fondos Propios	59,0%
3,39%	Coste de la deuda	3,62%
358,7	Inversiones (mill €)	430,6
473,2	Activos puestos en explotación (mill €)	326,8

- ✓ El Beneficio Neto del ejercicio 2006 se elevó a **216,4 millones de euros, un 13,3%** superior al obtenido en el año 2005. Cabe destacar que en **el ejercicio 2005** se contabilizaron dos partidas no recurrentes que generaron **plusvalías por valor de 7 millones de euros. Sin tener en cuenta dichas partidas, el Beneficio Neto a 31 de diciembre de 2006 habría aumentado un 16,1% respecto al mismo periodo del año anterior.**
- ✓ El **Cash Flow Operativo (EBITDA)** del año fue de **563,6 millones de euros, un 17,8% superior** a los 478,4 millones de euros obtenidos durante el ejercicio pasado. **El Resultado Operativo (EBIT)** en 2006 ha alcanzado los **378,7 millones de euros** lo que supone un **crecimiento del 13,8%** respecto al año anterior.
- ✓ **Las inversiones** acumuladas del ejercicio 2006 ascendieron a **433,2 millones de euros** y los **activos puestos en explotación** alcanzaron la cifra de **326,8 millones de euros**. El **Consejo de Administración** de Enagás aprobó durante el año 2006 **proyectos de inversión por importe de 1.200 millones de euros**, lo que garantiza una aceleración del ritmo de inversión durante los próximos meses.
- ✓ **El endeudamiento financiero neto de la** Compañía se ha situado a 31 de diciembre en **1.779,2 millones de euros**, lo que supone un ratio de **49,1% sobre el total de activos**. El coste medio de la deuda a 31 de diciembre fue de un 3,62%.
- ✓ La demanda de gas transportada en el Sistema durante el año 2006 ascendió a 396.873 GWh, un 5,5% superior a la cifra registrada en el ejercicio anterior. Un **33,9%** de la demanda en el periodo se destinó a la **generación de electricidad** a partir de gas natural, frente al 29,6% alcanzado en el ejercicio anterior.
- ✓ El 30 de diciembre de 2006 se publicaron las **Ordenes Ministeriales** por las que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, así como las tarifas, los peajes y los cánones aplicables a los consumidores de gas natural y a los usuarios de las instalaciones gasistas.
- ✓ Enagás considera que una vez analizado el impacto de las Órdenes Ministeriales y disposiciones complementarias, en la ejecución del programa inversor 2007-2012, de 4.100 millones de euros, se pone de manifiesto la plena viabilidad del conjunto de proyectos previstos en el Plan Estratégico de la empresa.
- ✓ De acuerdo con las Órdenes Ministeriales publicadas el 30 de diciembre de 2006, **la retribución total estimada de Enagás para el año 2007, procedente de actividades reguladas, supondrá un incremento en torno al 7% respecto al cierre del ejercicio anterior.**
- ✓ El pasado 11 de enero se efectuó el pago de un dividendo bruto por acción de 0,19 euros, a cuenta del Beneficio Neto del ejercicio 2006.

1. RESULTADOS

1.1 Resultados trimestrales

El **Resultado Neto** del cuarto trimestre ha ascendido a **51,5 millones de euros, un 23,0% superior** a los 41,9 millones de euros obtenidos en el mismo trimestre del ejercicio anterior.

El **Resultado Operativo (EBIT)** del trimestre ha alcanzado los **92,7 millones de euros** frente a los 71,0 millones de euros obtenidos en el mismo periodo del año anterior, lo que supone un **crecimiento del 30,6%**.

El **Cash Flow Operativo (EBITDA)** ha pasado de 110,7 millones de euros en el cuarto trimestre de 2005 a **151,9 millones de euros** en el mismo periodo de 2006, registrando un **crecimiento del 37,2%**.

Cabe destacar que en el cuarto trimestre del ejercicio 2005 se contabilizaron como gastos de personal no recurrentes 3,8 millones de euros, correspondientes en su mayor parte a indemnizaciones por prejubilaciones.

El importante incremento de los ingresos en el trimestre es debido a la remuneración de los activos puestos en explotación en el cuarto trimestre del año y al margen positivo de 6,5 millones de euros originado por la compra venta de gas para el mercado a tarifa.

El Beneficio Neto por acción en el cuarto trimestre de 2006 ha sido de 0,22 euros. El Cash Flow Operativo por acción en el mismo periodo ha ascendido a 0,64 euros.

1.2 Resultados acumulados

El **Beneficio Neto** acumulado a 31 de diciembre de 2006 ha ascendido a **216,4 millones de euros, un 13,3%** superior a los 191,0 millones de euros registrados en la misma fecha de 2005.

Cabe destacar que durante el ejercicio 2005 se registraron dos partidas no recurrentes: en otros ingresos de explotación, se contabilizaron 3,4 millones de euros de plusvalía en la venta de un tramo de cable a Gas Natural SDG. Adicionalmente se contabilizó una aplicación de subvención concedida en 2002 y cobrada en el segundo trimestre del año 2005. El efecto contable de dicha aplicación minoró las amortizaciones del periodo por importe de 3,6 millones de euros.

Sin tener en cuenta dichas partidas no recurrentes, el Beneficio Neto del año 2006 habría aumentado un 16,1% respecto al del mismo periodo del año 2005.

El **Resultado Operativo (EBIT)** ha alcanzado los 378,7 millones de euros, un 13,8% por encima de los 332,8 millones de euros obtenidos en el ejercicio 2005.

Los **Costes Operativos** han experimentado un incremento del 5,9%. En el primer trimestre del año 2006 se contabilizaron como otros gastos de explotación 6,0 millones de euros, correspondientes a los costes de almacenamiento de gas natural licuado en buques, tal y como se determina en el Plan Invernal aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 28 de noviembre

de 2005.

Excluyendo dicha partida, contabilizada por el mismo importe como ingresos por actividades reguladas, los Costes Operativos hubieran aumentado un 2,9% respecto a los registrados en el ejercicio 2005.

El **Cash Flow Operativo (EBITDA)** ha ascendido a **563,6 millones de euros**, un **17,8%** por encima de los 478,4 millones de euros obtenidos en el año 2005.

El **Beneficio Neto por acción** ha ascendido a 0,91 euros en el periodo. El **Cash Flow Operativo por acción** ha sido de 2,36 euros.

1.3 Magnitudes físicas

La demanda de gas transportada en el Sistema en el ejercicio 2006 ascendió a **396.873 GWh, un 5,5% superior** a la cifra del ejercicio anterior. De esta cantidad, la aportación de **Enagás al Sistema a través de las instalaciones de la Compañía fue del 76,7%** (304.491 GWh), correspondiendo el resto a otros transportistas. La demanda destinada al **mercado liberalizado** supuso al finalizar el mes de diciembre un **86,2% sobre el total**.

La demanda de gas natural transportada para el consumo doméstico comercial e industrial durante el año 2006, ha sido un 2,3% inferior a la registrada en el mismo periodo del año anterior. Este hecho podría explicarse por la menor actividad de algunos clientes industriales, debido al incremento en los precios del gas natural, y por un invierno con temperaturas más suaves y con olas de frío de menor duración que las registradas en el invierno del año 2005.

El gas natural transportado en el año 2006 para la generación de electricidad ha aumentado un 21% respecto al año anterior y representa un **33,9% de la demanda total**, frente al 29,6% en el año 2005. A 31 de diciembre se encontraban operativos 39 grupos de 400 MW, frente a los 31 grupos operativos en la misma fecha del año 2005.

La demanda trimestral en el Sistema alcanzó los 100.388 GWh, similar a la registrada en el cuarto trimestre de 2005.

4T 2005	4T 2006	DEMANDA DE GAS TRANSPORTADA (Mercados)	Ene-Dic 2005	Ene-Dic 2006
		(GWh)		
17.203	15.133	Mercado a tarifa	58.893	54.582
83.595	85.255	Mercado liberalizado	317.148	342.291
100.798	100.388	Total demanda transportada	376.041	396.873

Nota: 1 bcm = aprox.11.630 GWh

2. INVERSIONES

2.1 Activos puestos en explotación

Desde principios de año, el importe acumulado de inversiones puestas en explotación ha ascendido a 326,8 millones de euros. En el año 2006 se ha aumentado un 23% la capacidad nominal de regasificación y un 31% la capacidad de almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación de la Compañía. Además, durante el año se han puesto en explotación 71 Km. de gasoductos.

Los proyectos más importantes puestos en funcionamiento durante el año 2006 han sido los siguientes:

Primer trimestre

- ✓ Ampliación de la capacidad de emisión desde 1.500.000 m³/h a 1.650.000 m³/h en la planta de Barcelona.

Segundo trimestre

- ✓ Ampliación de la capacidad de emisión desde 900.000 m³/h a 1.200.000 m³/h en la planta de Cartagena.
- ✓ Ampliación de la capacidad de emisión desde 1.050.000 m³/h hasta 1.200.000 m³/h en la planta de Huelva.
- ✓ Gasoducto Castellón-Onda.
- ✓ Ramal Málaga-Málaga este
- ✓ Gasoducto semianillo suroeste de Madrid (Fase I).

Tercer trimestre

- ✓ Cuarto tanque con capacidad de almacenamiento de 150.000 m³ GNL en la Planta de Huelva.

Cuarto trimestre

- ✓ Sexto tanque con capacidad de almacenamiento de 150.000 m³ GNL en la Planta de Barcelona.
- ✓ Gasoducto Falces-Irurzun, tramo Falces-Larraga.

2.2 Inversiones efectuadas

Las **inversiones** del cuarto trimestre han ascendido a 174,0 millones de euros, lo que supone un **total acumulado en el año 2006 de 433,2 millones de euros**.

Adicionalmente, el **Consejo de Administración** de Enagás aprobó en el año, **proyectos de inversión** por importe de **1.200 millones de euros, cifra record en la historia de la Compañía y que asegura una aceleración de la inversión en los próximos meses**.

3. ESTRUCTURA FINANCIERA

El **endeudamiento financiero neto** de la Compañía al final del cuarto trimestre 2006 ha ascendido a **1.779,2 millones de euros**, comparado con los 1.608,2 millones de euros al final del tercer trimestre de 2006 y los 1.546,5 millones a 31 de diciembre de 2005.

Como activos financieros a valor razonable, la Compañía tiene registrado un derivado de cobertura de tesorería cuya valoración a 31 de diciembre es de 0,7 millones de euros.

El **ratio de endeudamiento** (deuda neta sobre total de activos) a 31 de diciembre de 2006 se ha situado en el **49,1%**, frente al 46,9% al final del trimestre anterior y al 47,9% en septiembre de 2005.

El **Cash Flow Neto** acumulado a 31 de diciembre, **346,0 millones de euros**, ha sido aplicado fundamentalmente a la financiación de inversiones y al pago de dividendos.

El **coste medio de la deuda** de la Compañía al finalizar el ejercicio 2006 fue de **3,62%**, frente al 3,57% obtenido a 30 de septiembre de 2006 y al 3,39% registrado a 31 de diciembre de 2005. Hasta abril del año **2008 existen instrumentos de cobertura de riesgo de tipos de interés**, con un coste fijo máximo del 4,32% y aplicable a un total de 1.000 millones de euros.

El **Resultado financiero** acumulado a diciembre, incluyendo la activación de gastos financieros (8,9 millones de euros), refleja una cifra negativa de **47,0 millones** de euros, que compara con el resultado financiero del mismo periodo de 2005, que una vez incluida la activación del gasto financiero (9,1 millones de euros) alcanzó la cifra de 40,4 millones de euros.

4. NUEVAS DISPOSICIONES REGULATORIAS

4.1 Retribución por Actividades Reguladas para 2007

Con fecha 30 de diciembre de 2006, se publicaron las Órdenes Ministeriales ITC/3993/2006, ITC/3994/2006, e ITC/3995/2006, por las que se estableció el régimen retributivo de las actividades reguladas del sector gasista.

El objeto de estas Órdenes Ministeriales es establecer y actualizar el régimen retributivo aplicable a las actividades reguladas, definiendo los elementos que integran las mismas, y estableciendo las medidas necesarias para garantizar la adecuada prestación del servicio.

Al contrario que en años anteriores, las retribuciones de las actividades de regasificación (Orden Ministerial ITC/3994/2006) y almacenamiento subterráneo (Orden Ministerial ITC/3995/2006) han sido reguladas por dos órdenes diferentes al de resto de actividades del sector gasista (Orden Ministerial ITC/3993/2006), debido a la aplicación de un procedimiento de cálculo nuevo en los dos primeros casos.

Al igual que en el año 2006, la retribución del conjunto de infraestructuras de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo que se encuentra en servicio y de las que se pondrán en explotación durante 2007 no representa más que un 9% de los costes totales del sistema español de gas natural.

El contenido de las órdenes afecta, en primer lugar, a la retribución aplicable al cierre del ejercicio 2006, de forma que los ingresos regulados previstos inicialmente se incrementan en más de seis millones de euros. Este hecho deriva de la aplicación del nuevo procedimiento de cálculo aplicable a los activos de regasificación puestos en marcha durante 2006.

De acuerdo con las Órdenes y con la cifra definitiva de cierre de 2006, la retribución total estimada de Enagás para el año 2007, procedente de actividades reguladas, supone un incremento máximo en torno al 7% respecto al año anterior.

Esta retribución incluye el coste acreditado correspondiente a los activos puestos en marcha hasta el 31.12.2005, más la retribución para los activos puestos en servicio durante el año 2006, y la estimación de retribución asignable a las instalaciones con puesta en explotación prevista a lo largo del año 2007.

Incluye además la previsión de la retribución por gestión de compraventa de gas para suministro al mercado a tarifa, la retribución por la actividad de gestión técnica del sistema y la del gas de llenado.

4.2 Orden Ministerial ITC/3993/2006

A través de la Orden Ministerial ITC/3993/2006 se establece la retribución de las actividades reguladas de transporte de gas, gestión de compraventa y Gestor Técnico del Sistema.

La metodología de cálculo de la retribución de infraestructuras de transporte no ha sido modificada. La Orden, sin embargo, establece unos valores unitarios estándar de inversión que incorporan novedades significativas. En el caso de los gasoductos, se incluye una fórmula de corrección que tiene en cuenta la longitud de los mismos, que ha sido ajustada con posterioridad en una disposición complementaria. Para las estaciones de compresión, el nuevo esquema contempla valores distintos en función de dos rangos de potencia.

Con carácter excepcional, la Orden permite reconocer inversiones con un coste superior en un 20% al estándar, aun cuando no tengan características técnicas especiales. El reconocimiento está condicionado a la rentabilidad global de los activos del solicitante.

Se ha establecido una nueva fórmula de actualización de los costes estándar de inversión, que durante el periodo regulatorio se revisarán en función del IPRI correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo, menos 0,5%.

Los costes estándar de explotación se actualizarán durante el periodo regulatorio mediante un índice que se compone en un 20% de IPRI menos un factor de eficiencia $X=0,5\%$ y en un 80% de IPC menos un factor de eficiencia $Y=1,0$

Adicionalmente, la Orden Ministerial dispone que en el plazo de seis meses la CNE elaborará una propuesta y un informe que recojan la revisión de los valores unitarios de referencia de explotación de las instalaciones de transporte, y un estudio acerca de los activos de transporte que enumerará los valores contables brutos y netos, junto con la vida útil a efectos de amortización, de dichos activos.

Se incrementa la retribución provisional aplicable a las instalaciones que entran en un año determinado hasta un máximo equivalente al 80% de la retribución definitiva, lo que permitirá reducir el coste de financiación que hasta ahora soportaba Enagás.

La Orden, a través de una disposición adicional, modifica la Orden ECO/2682/2002 por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector del gas natural y de las cuotas con destinos específicos, para introducir un mecanismo de reequilibrio financiero entre retribución reconocida e ingresos por facturación directa, que se aplicará mensualmente. El tipo de interés aplicable será el de las letras del tesoro a un año.

Asimismo, a través de una disposición transitoria se establece que a partir del 01.07.2007 los transportistas serán responsables de comprar el gas para su consumo en el mercado y a dichos efectos serán considerados como consumidores finales. La adquisición de gas que precisen los transportistas se realizará por concurso subasta, retribuyéndose a coste de compra.

4.3 Orden Ministerial ITC/3994/2006

El nuevo marco regulatorio de los activos de regasificación establecido por la Orden ministerial supone una modificación de los criterios de cálculo de retribución de las inversiones. La principal novedad metodológica es que bajo el sistema aprobado, la retribución financiera se calcula en función del inmovilizado neto, tanto para activos existentes como para los nuevos. Asimismo, ni el inmovilizado neto ni la amortización son actualizados con un indicador de inflación.

La tasa de retribución financiera a aplicar es igual al tipo de los Bonos del Estado a 10 años más 350 puntos básicos, y se mantiene durante toda la vida útil de la instalación. Para los activos puestos en marcha hasta el 31 de diciembre de 2006 será del 7,21%. Será calculado como media de los bonos de los últimos 24 meses de 2007 en adelante.

El nuevo modelo garantiza el cobro del 100% de la retribución fija reconocida, independientemente del nivel de utilización de la planta.

Los valores estándar de inversión han aumentado en general (excepto en el caso de los vaporizadores en el que se reducen), con objeto de incentivar la eficiencia en la inversión, que se repartirá al 50% entre los operadores y los consumidores a lo largo del periodo regulatorio.

La Orden también reconoce la posibilidad de inclusión en la base de activos de las inversiones de reposición de activos amortizados o cuya sustitución es necesaria por motivos técnicos.

Se establece un incentivo diferente del que existía para la extensión de la vida útil de los activos: la retribución se iguala a la mitad de la retribución financiera más la amortización durante el último año de vida regulatoria.

La Orden también incrementa en la práctica los valores estándar de los costes operativos, con el objetivo de incentivar las ganancias de eficiencia. Esta subida real se debe a la citada garantía de cobro del 100% de la retribución fija reconocida.

Los costes estándar de inversión se actualizan durante el periodo regulatorio en función del IPRI correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo, menos 0,5%.

Los costes estándar de operación y mantenimiento fijo se actualizan durante el periodo regulatorio mediante un índice que se compone en un 20% de IPC menos un factor de eficiencia $X=0,5\%$ y en un 80% de IPRI menos un factor de eficiencia $Y=1,0\%$. En el caso de los costes variables, el índice se compone en un 20% de IPRI menos un factor de eficiencia $Y=1,0\%$ y en un 80% de un índice representativo del coste de la electricidad menos un factor de eficiencia $X=0,5\%$. La Orden Ministerial dispone que en el plazo de seis meses la CNE elaborará una propuesta y un informe que recojan la revisión de los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte.

Finalmente, la Orden establece una nueva filosofía de revisión de los valores unitarios de los costes de inversión y de explotación, orientada a asegurar a los titulares de las instalaciones una tasa interna de rentabilidad nominal, después de impuestos, de 200 puntos básicos adicionales al coste medio de financiación de referencia (WACC).

4.4 Orden Ministerial ITC/3995/2006

El nuevo marco regulatorio de los activos de almacenamiento subterráneo establecido por la Orden ministerial supone una modificación de los criterios de cálculo de retribución de las inversiones. La principal novedad metodológica es que bajo el sistema aprobado, como en el caso de la regasificación, la retribución financiera se calcula en función del inmovilizado neto, tanto para activos existentes como para los nuevos. Asimismo, ni el inmovilizado neto ni la amortización son actualizados con un indicador de inflación.

La tasa de retribución financiera a aplicar es igual al tipo de los Bonos del Estado a 10 años más 350 puntos básicos, y se mantiene durante toda la vida útil de la instalación. Para los activos puestos en marcha hasta el 31 de diciembre de 2006 será del 7,21%. Será calculado como media de los bonos de los últimos 24 meses de 2007 en adelante.

Se fija la amortización de las inversiones en instalaciones en 10 años y en gas colchón en 20.

Se establece un incentivo diferente del que existía para la extensión de la vida útil de los activos: la retribución se iguala a la mitad de la retribución financiera más la amortización durante el último año de vida regulatoria.

Los costes de operación y mantenimiento, se han fijado para cada almacenamiento. Su actualización, en el caso de los costes fijos, se realiza durante el periodo regulatorio en función de un índice que se compone en un 20% de IPC menos un factor de eficiencia $X=0,5\%$ y en un 80% de IPRI menos un factor de eficiencia $Y=1,0\%$. En el caso de los costes variables, el índice se compone en un 20% de IPRI menos un factor de eficiencia $Y=1,0\%$ y en un 80% de un índice representativo del coste de la electricidad menos un factor de eficiencia $X=0,5\%$. No obstante, la Orden Ministerial dispone que en el plazo de un año se revisarán de los valores unitarios de operación y mantenimiento fijos y variables.

Finalmente, la Orden establece una nueva filosofía de revisión de la retribución de la actividad, que incluye la revisión de los costes de operación y mantenimiento fijos y variables, orientada a asegurar a los titulares de las instalaciones una tasa interna de rentabilidad nominal, después de impuestos, de al menos 300 puntos básicos adicionales al coste medio de financiación de referencia (WACC).

4.5 Tarifas y Peajes para 2007

Orden Ministerial ITC/3992/2006

En la misma fecha, 30 de diciembre de 2006, se publicó la Orden ITC/3992/2006, relativa a las tarifas aplicables para el gas natural.

El incremento medio de las tarifas se situó en un 2,2%, debido al aumento en el coste de la materia prima, motivado por la inclusión de una mayor proporción de GNL spot en su fórmula.

La Orden ITC/3992/2006 establece la eliminación a partir del 01.07.2007 de las tarifas de los subgrupos 2.1 a 2.4 y 2.1 bis a 2.4 bis. Los consumidores afectados pasarán a suministrarse en el mercado liberalizado.

Por último, mediante esta Orden Ministerial se profundiza en la regulación de detalle relacionada con la Telemedida de consumos.

Orden Ministerial ITC/3996/2006

En la misma fecha, también se publicó la Orden Ministerial ITC/3996/2006, por la que se establecieron los peajes y cánones para el acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

Esta Orden, que en general ha mantenido la estructura de los peajes existentes, ha incorporado algunas adaptaciones tendentes a mejorar el mecanismo de asignación de costes entre usuarios.

En primer lugar, cabe destacar la modificación de los nuevos peajes creados en 2006:

- La modificación al alza de los coeficientes para peajes de servicios con duración inferior a un año.
- El incremento de un 10% de los peajes de tránsito, así como la inclusión de nuevos puntos en la matriz de entradas/salidas.

Como modificaciones específicas en los peajes de transporte, cabe citar:

- La creación de un peaje temporal aplicable a los usuarios acogidos a la tarifa de gas para materia prima.
- La creación de un peaje, denominado 3.5, aplicable a usuarios con un consumo superior a 10 GWh/año, con condiciones especiales para consumos nocturnos.

Por lo que respecta a los peajes asociados al acceso de terceros a los servicios de regasificación del sistema, destaca:

- La creación de un término fijo de descarga de buques en función de la planta.
- Un incremento del 50% en el canon de almacenamiento de GNL en tanques, y el establecimiento de una fórmula para permitir un incremento del 20% anual en los próximos ejercicios, y de este modo aproximar el peaje del servicio al coste real.
- Un incremento del 20% en el peaje de carga de cisternas.

4.6 Viabilidad del programa inversor 2007-2012 de Enagás

El pasado 2 de enero de 2007 Enagás anunció su intención de evaluar el impacto que las nuevas medidas regulatorias contenidas en las Órdenes Ministeriales pudieran tener en la rentabilidad esperada de su cartera de proyectos de inversión. Comunicó además, que una vez terminado el período de análisis, haría públicas sus conclusiones.

El conjunto de proyectos analizados, supone una inversión estimada en el período 2007-2012 de 4.100 millones de euros, en activos de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo. Esta cantidad, supone el mantenimiento del programa inversor presentado en abril del 2006, que estimaba 4.300 millones en el período 2006-2012. A esta cifra, hay que restarle la inversión realizada en 2006 que ha superado los 400 millones de euros y sumarle un sobre coste de más de 200 millones derivados de la puesta al día de los presupuestos individuales de los proyectos.

Para cada proyecto se ha calculado la tasa interna de rentabilidad, medida en términos nominales y después de impuestos. Asimismo, se ha calculado la tasa que resulta para el conjunto de proyectos de cada una de las tres actividades citadas y la rentabilidad global de la cartera de proyectos de la empresa.

El cálculo se ha realizado aplicando las condiciones que establece el nuevo marco retributivo, recogidas en las Órdenes Ministeriales y en las disposiciones complementarias, tanto para costes estándar de inversión y de explotación como de vidas útiles establecidas para cada tipo de activo. Se han tenido en cuenta además, las últimas previsiones presupuestarias de inversión de cada proyecto, los costes de operación reales de cada tipo de instalación, así como sus vidas útiles desde el punto de vista contable.

En la actividad de transporte, se incluyen proyectos de construcción de gasoductos, de estaciones de compresión y de estaciones de regulación y medida, por un importe de 2.800 millones de euros, hasta el año 2012. La tasa interna de rentabilidad para este conjunto de proyectos se sitúa en torno al 7% nominal después de impuestos.

La cartera de proyectos de regasificación, incluye inversiones en tanques de almacenamiento de GNL, vaporizadores y atraque e instalaciones de descarga, por importe de 900 millones de euros hasta el año 2012. La tasa interna de rentabilidad que resulta para este conjunto de proyectos está ligeramente por debajo del 7% e incluye el efecto de las mejoras de eficiencia que permiten los nuevos valores estándar de costes de inversión y de explotación.

Los proyectos de inversión en estudios y desarrollo de almacenamiento subterráneos, suponen hasta el año 2012 un coste de 400 millones de euros. La rentabilidad que resulta para el conjunto de esta actividad, es ligeramente superior al 7%.

Las tasas de rentabilidad indicadas en cada caso, no tienen en cuenta los futuros ajustes previstos en las Órdenes Ministeriales, tanto en valores de parámetros estándar, como en valores de referencia de la base de activos a efectos del cálculo de la retribución.

La rentabilidad global de la cartera de proyectos de Enagás se sitúa en torno al 7% en términos de tasa interna de rentabilidad, nominal después de impuestos.

Como conclusión, Enagás considera que tras el análisis del el impacto de las Órdenes Ministeriales y disposiciones complementarias en la ejecución del programa inversor 2007-2012, se pone de manifiesto la plena viabilidad del conjunto de proyectos previstos en el Plan Estratégico de la empresa, en el marco de rentabilidad expuesto.

5. HECHOS RELEVANTES DEL AÑO

5.1 Dividendo a cuenta del ejercicio 2006.

El Consejo de Administración de Enagás aprobó el pago de un dividendo bruto de 0,19 euros por acción, a cuenta del definitivo del ejercicio 2006.

Este dividendo se hizo efectivo el 11 de enero de 2007. El dividendo total del ejercicio, se someterá a la aprobación de la Junta General de Accionistas, que se celebrará en el primer semestre del año 2007.

5.2 Junta General de Accionistas 2006

En la Junta General de Accionistas celebrada el día 22 de Abril de 2006, el Presidente, Antonio González-Adalid, resumió los principales hitos del ejercicio 2005, y los principales objetivos estratégicos de la Compañía hasta el año 2012. Las propuestas aprobadas, así como la presentación estratégica de la Compañía y la intervención del Presidente, están disponibles en la página web de Enagás (www.enagas.es).

Los mensajes más significativos de esta Junta fueron:

1- Los objetivos de crecimiento para 2006: Aumento del Beneficio Neto en torno al 15% y estimación de inversiones y de activos puestos en explotación para el año de 400 millones y 300 millones de euros respectivamente.

2- La presentación del Plan Estratégico hasta el año 2012, basado en la Planificación Obligatoria del Gobierno publicada en abril de 2006. Según este plan la Compañía invertirá al menos 4.300 millones de euros hasta 2012.

Esto supone alrededor de 2.900 km de nueva tubería, duplicar la capacidad de almacenamiento de GNL y aumentar un 35% la capacidad de regasificación con respecto a la que existía al finalizar el año 2005.

La Compañía espera una tasa anual media de incremento del beneficio neto mayor del 11,5% y una tasa anual media de incremento del dividendo superior al 13%, en todo el periodo 2006-2012.

3- Se aprobó la distribución de un dividendo bruto total, correspondiente al ejercicio 2005, de 0,40 euros por acción, lo que implica un incremento del 20,8% respecto a 2004 y es acorde con el objetivo anunciado de remunerar al accionista con un 50% del beneficio neto generado en el ejercicio. El pago del dividendo se hizo efectivo el día 6 de julio de 2006.

4- Se nombraron como Consejeros de Enagás a Antonio Llardén Carratalá (Consejero dominical, propuesto por Gas Natural SDG, S.A), María Teresa García Milá (Consejera independiente), Miguel Angel Lasheras Merino (Consejero independiente) y Antonio Téllez de Peralta (Consejero independiente).

5.3 Calificaciones crediticias de la Compañía

Tras la presentación del plan estratégico de Enagás para el periodo 2006-2012, las agencias de calificación crediticia confirmaron el nivel de rating de la Compañía. Standard & Poor's mantuvo la calificación de AA-; y por su parte, Moody's confirmó la calificación de A2.

6. INFORMACIÓN SOBRE LAS OPERACIONES DE ENAGÁS S.A. CON PERSONAS Y SOCIEDADES VINCULADAS

6.1 Introducción

Enagás viene publicando trimestralmente, desde el año 2003, información sobre las operaciones que realiza con entidades vinculadas a ella. Desde la entrada en vigor de la Orden EHA/3050/2004, de 15 de septiembre, el formato de dicha información cambia, para adaptarse a los requerimientos de la nueva normativa.

Como aspectos a tener en cuenta en relación con la información sobre operaciones vinculadas destacan los siguientes:

- a) Las operaciones vinculadas de cuantía significativa y que exceden del tráfico habitual de Enagás son aprobadas por el Consejo de Administración de la Compañía, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
- b) De acuerdo con la Orden EHA/3050/2004, no es necesario informar acerca de aquellas operaciones que, perteneciendo al tráfico ordinario de la compañía, se efectúen en condiciones normales de mercado y sean de escasa relevancia. A estos efectos, y teniendo en cuenta las magnitudes propias de los estados contables de Enagás, se consideran de escasa relevancia aquellas operaciones que, de manera acumulada, no alcanzan la cantidad de tres millones de euros, sin perjuicio de que se informe puntualmente de transacciones que no alcancen dicho umbral.
- c) En ocasiones las cifras que se publican pueden sufrir alguna variación, como consecuencia de ajustes contables posteriores.
- d) Si en el texto no se indica otra cosa, las operaciones corresponden a contratos firmados con anterioridad al periodo de referencia. Cuando se trata de nuevas relaciones, derivadas de contratos o compromisos asumidos durante el período, se señala expresamente.

6.2 **Operaciones de Enagás S.A. con sociedades de su grupo, con accionistas significativos y con entidades que ejercen una influencia significativa en Enagás S.A. (apartado "a" del punto cuarto.1 de la Orden EHA 3050/2004).**

6.2.1 Sociedades dependientes de Enagás S.A.

✓ Operaciones con "Gasoducto Al Andalus"

Enagás S.A. tiene concedido, a favor de esta sociedad, un préstamo por importe de 35,7 millones de euros.

Gasoducto Al Andalus S.A. ha abonado a Enagás S.A. dividendos correspondientes al ejercicio social 2005 por importe de 4,9 millones de euros.

Asimismo, Enagás S.A. ha tenido un coste de 16,40 millones de euros en concepto de derechos de transporte y un ingreso de 4,83 millones de euros en concepto de mantenimiento de gasoducto y canon corporativo, todo ello en virtud de contratos a largo plazo suscritos entre ambas.

✓ Operaciones con "Gasoducto Extremadura"

Enagás S.A. tiene concedido, a favor de esta sociedad, un préstamo por importe de 5,0 millones de euros.

Gasoducto Extremadura ha abonado a Enagás S.A. dividendos correspondientes al ejercicio social 2005 por importe de 3,1 millones de euros.

Asimismo, Enagás S.A. ha tenido un coste de 8,42 millones de euros en concepto de derechos de transporte y un ingreso de 4,54 millones de euros en concepto de mantenimiento de gasoducto y canon corporativo, todo ello en virtud de contratos a largo plazo suscritos entre ambas.

✓ Operaciones con "Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga"

Enagás S.A. tiene concedido, a favor de esta sociedad, un préstamo por importe de 6,2 millones de euros. En concepto de prestación de servicios de transporte prestados por Gasoducto Campo Maior-Leiria-Braga, Enagás ha tenido un coste de 3,42 millones de euros.

✓ Operaciones con "Gasoducto Braga-Tuy"

Enagás S.A. tiene avalado un préstamo concedido por una Entidad Financiera Portuguesa a favor de Gasoducto Braga-Tuy S.A. por importe de 8,9 millones de euros. En concepto de prestación de servicios de transporte prestados por Gasoducto Braga-Tuy, Enagás ha tenido un coste de 3,47 millones de euros.

6.2.2 **Sociedades que ejercen una influencia significativa en Enagás y sociedades sobre las que ésta ejerce una influencia significativa.**

✓ Operaciones con Gas Natural SDG y sociedades de su grupo

1) Enagás S.A. ha pagado a Gas Natural SDG, S.A., con fecha 6 de julio de 2006 y en concepto de dividendo complementario aprobado por la Junta de Enagás, la cantidad de 3,55 millones de euros. Sumado al dividendo a cuenta por importe de 4,88 millones de euros pagado en enero de 2006, el dividendo total asciende a 8,44 millones de euros.

2) Enagás S.A. tiene suscritos y en vigor con Gas Natural Comercializadora S.A. un total de 26 contratos de acceso de terceros a la red (ATR) de los cuales 17 son a corto plazo y 9 a largo plazo. De los 75 contratos firmados a lo largo del año 2006, 10 de ellos fueron suscritos en el último trimestre.

Los contratos de ATR son modelos normalizados aprobados por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, al igual que los peajes facturados por Enagás.

Durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2006 se han prestado los servicios siguientes: Se han regasificado 74.356 GWh, que suponen un 43,59% del total ATR, habiéndose facturado por estos servicios, incluida la carga de cisternas, 50,30 millones de euros; se han transportado 150.306 GWh, que suponen un 59,57% del total ATR, habiéndose facturado por estos servicios, incluyéndose la facturación de peajes de término de conducción, 76,74 millones de euros; por último, se han almacenado de media diaria durante 2006 9.082 GWh de media que representan un 51,68% del total ATR habiéndose facturado por estos servicios 22,92 millones de euros.

3) Enagás S.A. tiene suscrito con diferentes sociedades del Grupo Gas Natural un contrato de compraventa de gas para atender el suministro del mercado a tarifa. Enagás S.A. ha adquirido, durante el año 2006, la cantidad de 55.285 GWh de gas natural, por un importe de 1.117,46 millones de euros. El precio de adquisición se corresponde con el coste de materia prima que sirve para fijar los precios de cesión a las distribuidoras.

Desde el mes de julio y hasta el 31 de diciembre de 2006, según lo establecido en la Disposición Transitoria Segunda de la ITC 4099/2005, se han adquirido a sociedades del Grupo Gas Natural 2.113 GWh de gas natural por importe de 42,70 millones de euros para cumplir con el nivel mínimo de llenado de gasoductos y tanques en la parte que corresponde a Enagás según el precepto legal, y 273 GWh de gas natural por importe de 5,52 millones de euros en la parte correspondiente a otros transportistas.

Durante ese mismo período, la cantidad de gas natural transmitido por Enagás S.A. a las distribuidoras del Grupo Gas Natural, ha sido de 43.529 GWh, por un importe de 904,66 millones de euros.

Las condiciones y el precio al que se realizan estas operaciones se encuentran reguladas administrativamente.

4) Desarrollo del Cable S.A. presta a Enagás servicios de arrendamiento de parte de la fibra óptica necesaria para sus servicios de telecomunicaciones, en virtud de un contrato firmado en 1999 y modificado en 2005, en condiciones de mercado. El coste para Enagás de dicho servicio en el año 2006 ha sido de 17,73 millones de euros.

5) El alquiler de existencias y de almacenamiento de GNL en buques a sociedades del Grupo Gas Natural han supuesto para Enagás S.A unos costes de 3,45 y 5,98 millones de euros respectivamente.

6) Enagás ha prestado a varias sociedades del Grupo Gas Natural servicios de mantenimiento y conexión de infraestructuras, habiéndose ingresado por estos conceptos la suma de 6,07 millones de euros.

✓ **Operaciones con BP España, S.A.**

1) Enagás S.A. ha pagado a BP España, S.A., con fecha 6 de julio de 2006 y en concepto de dividendo complementario aprobado por la Junta de Enagás, la cantidad de 2,86 millones de euros. Sumado al dividendo a cuenta por importe de 1,90 millones de euros pagado en enero de 2006, el dividendo total asciende a 4,77 millones de euros.

2) Enagás S.A. tiene suscritos y en vigor con BP Gas España S.A. un total de 3 contratos de acceso de terceros a la red (ATR) todos ellos a corto plazo. De los 14 contratos firmados a lo largo del año 2006, 1 de ellos fue suscrito en el último trimestre.

Los contratos de ATR son modelos normalizados aprobados por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, al igual que los peajes facturados por Enagás.

Durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2006 se han prestado los servicios siguientes: Se han regasificado 614 GWh, que suponen un 0,36% del total ATR, habiéndose facturado por estos servicios, incluida la carga de cisternas, 0,58 millones de euros; se han transportado 477 GWh, que suponen un 0,19% del total ATR, habiéndose facturado por estos servicios, incluyéndose la facturación de peajes de término de conducción, 0,99 millones de euros; por último, se han almacenado de media diaria 1.131 GWh de media que representan un 6,44% del total ATR habiéndose facturado por estos servicios 3,03 millones de euros.

✓ **Operaciones con la Caja de Ahorros del Mediterráneo (CAM)**

1) Enagás S.A. ha pagado a INCOMED (CAM), con fecha 6 de julio de 2006 y en concepto de dividendo complementario aprobado por la Junta de Enagás, la cantidad de 2,87 millones de euros. Sumado al dividendo a cuenta por importe de 1,92 millones de euros pagado en enero de 2006, el dividendo total asciende a 4,80 millones de euros.

2) Enagás S.A. tiene abierta una línea de crédito con CAM por importe de 6,0 millones de euros y, además, tiene suscrita una línea de avales por importe de 12,0 millones de euros.

3) Enagás S.A. tiene suscrito con la CAM un contrato de cobertura de intereses (COLLAR) por importe de 15,0 millones de euros para el período comprendido entre enero de 2005 y abril de 2008.

Las condiciones pactadas en todos los contratos financieros firmados con la CAM en cuanto a intereses, comisiones, gastos y garantías son las de mercado.

✓ **Operaciones con Caja de Ahorros de Valencia, Castellón y Alicante (Bancaja)**

1) Enagás S.A. ha pagado a Bancaja, con fecha 6 de julio de 2006 y en concepto de dividendo complementario aprobado por la Junta de Enagás, la cantidad de 2,86 millones de euros. Sumado al dividendo a cuenta por importe de 1,90 millones de euros pagado en enero de 2006, el dividendo total asciende a 4,77 millones de euros.

2) Enagás S.A. tiene abierta una línea de crédito con Bancaja por importe de 6,0 millones de euros y, además, tiene contratada una línea de avales por importe de 6,0 millones de euros.

3) Enagás S.A. tiene suscrito con Bancaja un contrato de cobertura de intereses (COLLAR) por importe de 15,0 millones de euros para el período comprendido entre enero de 2005 y abril de 2008.

Las condiciones pactadas en todos los contratos financieros firmados con BANCAJA en cuanto a intereses, comisiones, gastos y garantías son las de mercado.

✓ **Operaciones con Caja de Ahorros de Asturias (Cajastur)**

1) Enagás S.A. ha pagado a Cajastur con fecha 6 de julio de 2006 y en concepto de dividendo complementario aprobado por la Junta de Enagás, la cantidad de 2,86 millones de euros. Sumado al dividendo a cuenta por importe de 1,90 millones de euros pagado en enero de 2006, el dividendo total asciende a 4,77 millones de euros.

2) Enagás S.A. tiene contratada con Cajastur una Póliza de crédito y una línea de avales, ambas por importe de 6,0 millones de euros.

3) Además, Cajastur participa con 30,0 millones de euros en el préstamo modalidad "club deal" firmado con fecha 24 de noviembre de 2004 y desembolsado el 10 de enero de 2005.

Las condiciones pactadas en todos los contratos financieros firmados con Cajastur en cuanto a intereses, comisiones, gastos y garantías son las de mercado.

✓ **Operaciones con Sagane Inversiones S.L.**

Enagás S.A. ha pagado a Sagane con fecha 6 de julio de 2006 y en concepto de dividendo complementario aprobado por la Junta de Enagás, la cantidad de 2,87 millones de euros. Sumado al dividendo a cuenta por importe de 1,91 millones de euros pagado en enero de 2006, el dividendo total asciende a 4,79 millones de euros.

6.2.3 Operaciones con los administradores, los directivos y los familiares próximos de unos y otros (apartado "b" del punto cuarto.1 de la Orden EHA 3050/2004).

Las dietas percibidas por los miembros del Consejo de Administración ascendieron, a 31 de diciembre de 2006, a la cantidad de 1,01 millones de euros. Las retribuciones percibidas por la Alta Dirección de la compañía ascendieron a la cantidad de 6,77 millones de euros (incluida la retribución a largo plazo devengada desde el 2003 y percibida en este ejercicio).

6.2.4 Operaciones con otras partes vinculadas (apartado "d" del punto cuarto.1 de la Orden EHA 3050/2004)

✓ **Operaciones con la Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (La Caixa) y entidades de su grupo**

1) La Caixa participa con 89,0 millones de euros en el Préstamo modalidad "club deal", suscrito el 24 de noviembre de 2004 y desembolsado el 10 de enero de 2005. 16

2) Además, Enagás tiene contratada con La Caixa una línea de crédito de 100,0 millones de euros.

3) Los avales otorgados por La Caixa a Enagás ascendieron, a 31 de diciembre de 2006, a 25,3 millones de euros.

4) Enagás tiene suscritos contratos de renting con entidades del grupo La Caixa por importe de 6,2 millones de euros.

Las condiciones pactadas en todos los contratos financieros firmados con La Caixa en cuanto a intereses, comisiones, gastos y garantías son las de mercado.

✓ Operaciones con Repsol YPF y sociedades de su grupo

Enagás S.A. tiene arrendado a Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A. el almacenamiento subterráneo de Gaviota, lo que ha generado un coste para Enagás S.A., a 31 de diciembre de 2006, de € 24,49 millones de euros.

Madrid, 29 de marzo de 2007

Dirección General de Estrategia y Regulación
Dirección de Relación con Inversores
Paseo de los Olmos, 19
Madrid 28005
Teléfono: +34 91.709.93.30
Fax: +34 91.709.93.28
e-mail: investors@enagas.es
www.enagas.es

7. ANEXOS

7.1 Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada NIIF

4T 2005	4T 2006	Millones de euros	Ene-Dic 2005	Ene-Dic 2006
-10,3	6,5	Beneficio bruto(*)	-6,4	11,3
172,1	192,5	Ingresos por actividades reguladas	652,6	733,1
7,1	8,1	Otros ingresos de explotación	34,7	33,6
168,9	207,1	Total ingresos	680,9	778,0
-17,9	-14,2	Gastos de personal	-58,2	-54,3
-40,2	-41,0	Otros gastos de explotación	-144,3	-160,0
110,7	151,9	Cash Flow operativo (EBITDA)	478,4	563,6
-39,7	-59,1	Dotación para amortizaciones del inmovilizado	-145,6	-184,9
71,0	92,8	Resultado operativo (EBIT)	332,8	378,7
-7,7	-14,2	Resultado financiero	-40,4	-47,0
63,3	78,5	Resultado antes de impuestos	292,4	331,7
-21,4	-27,0	Impuesto sobre Sociedades	-101,5	-115,3
41,9	51,5	Resultado neto del periodo	191,0	216,4

(*) Ventas de gas- Coste de ventas (aprovisionamientos)

7.2 Estado Consolidado de Flujos de Tesorería

Millones de euros (cifras no auditadas)	Ene-Dic 2005	Ene-Dic 2006
RESULTADO CONSOLIDADO ANTES DE IMPUESTOS	292,4	331,7
Ajustes al resultado neto	140,7	191,2
Amortización de activos fijos	145,6	184,9
Movimiento en provisiones	3,3	-1,5
(Beneficios)/pérdidas en la venta de inmovilizado	-3,4	-0,2
Variación en ingresos a distribuir en varios ejercicios	-6,2	8,6
Variación en ajustes por periodificación	0,7	-0,4
Otros ajustes	0,7	-0,2
Variación del capital circulante operativo	-58,3	-59,2
(Incremento) disminución de existencias	0,0	-76,4
(Incremento) disminución de deudores	68,3	-44,0
Incremento (disminución) de proveedores y acreedores	-126,6	61,2
Variación impuesto sobre las ganancias a pagar	-81,2	-117,7
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	293,6	346,0
(Inversiones) en capital	358,7	-479,3
Subvenciones de capital recibidas	18,5	1,2
Cash Flow procedente de la venta de activos de capital	4,9	0,0
(Incremento) disminución en inmovilizado financiero	-5,1	5,2
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	-340,3	-483,3
Incremento (disminución) neto en préstamos distintos de descubiertos en cta	128,8	235,8
Dividendos pagados	-79,1	-95,5
Incremento (disminución) de otras deudas	-3,6	-1,1
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	46,1	139,2
FLUJOS NETOS TOTALES DE EFECTIVO	-0,6	1,9
Efectivo y otros medios líquidos equivalentes al principio del periodo	2,0	1,4
EFFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	1,4	3,3

7.3 Balance de Situación Consolidado NIIF

Millones de euros	31-dic 2005	31-dic 2006
Inmovilizaciones inmateriales.....	29,6	32,3
Inversiones inmobiliarias.....	0,7	0,6
Inmovilizaciones materiales.....	2.737,1	3.014,9
Activos financieros no corrientes.....	28,2	27,3
Activos por impuestos diferidos.....	17,9	9,4
Activos no corrientes	2.813,5	3.084,6
Existencias.....	2,3	78,7
Deudores.....	402,1	446,6
Otros activos financieros corrientes.....	3,8	4,2
Activos por impuestos corrientes.....	0,1	6,3
Otros activos corrientes.....	2,4	2,5
Efectivo y otros medios equivalentes.....	1,4	3,3
Activos corrientes	412,1	541,6
TOTAL ACTIVO	3.225,6	3.626,2
<i>Capital suscrito.....</i>	<i>358,1</i>	<i>358,1</i>
Reserva de revalorización	342,5	342,5
Reserva de cobertura de cash flow	-10,5	0,5
Reserva de conversión a NIIF	-0,7	-0,7
Reserva de actualización CNE	-1,0	-0,8
<i>Otras reservas.....</i>	<i>330,3</i>	<i>341,5</i>
Reserva legal	71,6	71,6
Reservas voluntarias	189,8	285,7
Reservas en soc.consolidadas	7,9	7,2
Pérdidas y ganancias consolidadas	191,0	216,4
<i>Ganancias acumuladas.....</i>	<i>460,3</i>	<i>581,0</i>
<i>Dividendo activo a cuenta.....</i>	<i>-38,2</i>	<i>-45,4</i>
Fondos propios	1.110,4	1.235,2
Deudas con entidades de crédito.....	1.495,9	1.633,2
Otros pasivos financieros.....	28,9	21,2
Pasivos por impuestos diferidos.....	2,4	2,1
Provisiones.....	16,6	16,7
Otros pasivos no corrientes.....	44,3	53,1
Pasivos no corrientes	1.588,1	1.726,4
Deudas con entidades de crédito.....	22,6	124,0
Otros pasivos financieros.....	16,8	3,7
Acreed. comerciales y otras ctas. a pagar.....	395,0	447,4
Pasivos por impuestos corrientes.....	51,9	41,3
Otros pasivos corrientes.....	40,9	48,3
Pasivos corrientes	527,1	664,6
TOTAL PASIVO	3.225,6	3.626,2

7.4 Magnitudes físicas y activos

Demanda de gas transportada en el Sistema (GWh)	Ene-Dic 2005	Ene-Dic 2006
Mercado a tarifa	58.893	54.582
Mercado liberalizado	317.148	342.291
Total demanda transportada	376.041	396.873

ACTIVOS DE ENAGÁS EN EL SISTEMA GASISTA

ACTIVOS DE REGASIFICACIÓN

	Unid.	m3 ó m3/h
Tanques GNL (número y capacidad)	13	1.287.000
Capacidad nominal de regasificación		4.050.000
Cargaderos de cisternas	9	

ACTIVOS DE TRANSPORTE

	Unid.	Km
Km. de gasoducto en explotación		7.609
Estaciones de compresión	11	
Estaciones de regulación y medida (ERM) y estaciones de medida (EM)	356	

ACTIVOS DE ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

	Unid.	Mm3/día
Nº de almacenamientos	2	
Inyección máxima		8,5
Producción máxima		12,6