

PROSPECTO DEFINITIVO. Los valores mencionados en el presente Prospecto Definitivo han sido registrados en el Registro Nacional de Valores que está a cargo de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, los cuales no podrán ser ofrecidos ni vendidos fuera de los Estados Unidos Mexicanos, a menos que sea permitido por las leyes de otros países.



GAS NATURAL MÉXICO, S.A. DE C.V.

PROGRAMA DE CERTIFICADOS BURSÁTILES CON CARÁCTER REVOLVENTE

**MONTO TOTAL AUTORIZADO
HASTA \$10,000,000.000.00**

Los términos utilizados con mayúscula inicial en el presente Prospecto tendrán el significado que se les atribuye en la sección "I. INFORMACIÓN GENERAL – 1. Glosario de Términos y Definiciones" del mismo.

Cada Emisión en oferta pública de certificados bursátiles (los "Certificados Bursátiles") que se haga al amparo del programa que se describe en este Prospecto (el "Programa") contará con sus propias características. El precio de Emisión, el monto total de cada Emisión, la denominación de la Emisión, el valor nominal, la fecha de emisión y liquidación, el plazo, la fecha de vencimiento, la tasa de interés aplicable y la forma de calcularla (en su caso) y la periodicidad de pago de interés o la tasa de descuento correspondiente, entre otras características de los Certificados Bursátiles de cada Emisión, serán acordados por el Emisor con el o los intermediarios colocadores respectivos en el momento de dicha Emisión. El Emisor podrá emitir, ofrecer y colocar una o más series de Certificados Bursátiles al amparo del presente Programa, de manera simultánea o sucesiva, hasta por el monto total autorizado del Programa. Los Certificados Bursátiles podrán denominarse en Pesos o UDI.

Emisor: Gas Natural México, S.A. de C.V.

Clave de Pizarra: "GASN".

Tipo de Instrumento: Certificados Bursátiles.

Monto Total Autorizado del Programa: \$10,000,000,000.00. El Programa tiene el carácter de revolvente. Mientras el Programa continúe vigente, podrán realizarse tantas Emisiones como sean determinadas por el Emisor, siempre que el valor de los Certificados Bursátiles en circulación no rebase el monto total del mismo, en el entendido que, tratándose de Emisiones denominadas en UDIs, el saldo de principal relativo a dichas Emisiones se determinará considerando la equivalencia en Pesos de la UDI en la fecha de la Emisión correspondiente.

Valor Nominal de los Certificados Bursátiles: Para cada Emisión se determinará el valor nominal de los Certificados Bursátiles, en el entendido que será de \$100.00 o de 100 UDIs o sus múltiplos.

Vigencia del Programa: El Programa tendrá una vigencia de 5 años a partir de la fecha de autorización emitida por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "CNBV").

Plazo: Cada Emisión de Certificados Bursátiles al amparo del Programa tendrá un plazo de vencimiento específico, en el entendido de que no podrá ser menor a 1 año y será como máximo de 30 años contados a partir de la fecha de emisión correspondiente.

Amortización: La amortización de los Certificados Bursátiles se llevará a cabo de la manera que se determine para cada Emisión.

Amortización Anticipada: Los Certificados Bursátiles podrán contener disposiciones relativas a su amortización anticipada voluntaria, según se determine para cada Emisión.

Obligaciones del Emisor y Causas de Vencimiento Anticipado: Los Certificados Bursátiles podrán contener obligaciones de hacer y/o de no hacer del Emisor, así como causas de vencimiento anticipado, según se determine para cada Emisión.

Tasa de Interés o de Descuento: Los Certificados Bursátiles podrán devengar intereses desde la fecha de su emisión y en tanto no sean amortizados en su totalidad. La tasa a la que devenguen intereses los Certificados Bursátiles podrá ser fija o variable y el mecanismo para su determinación y cálculo (incluyendo el primer pago de intereses) se fijarán para cada Emisión. Asimismo, los Certificados Bursátiles podrán emitirse a tasa de descuento. La tasa de descuento que en su caso sea aplicable se establecerá para cada Emisión.

Fecha de Pago de Intereses: Los intereses devengados por los Certificados Bursátiles serán pagados con la periodicidad que se determine para cada Emisión.

Lugar y Forma de Pago de Principal e Intereses: El principal y los intereses devengados respecto de los Certificados Bursátiles se pagarán el día de su vencimiento o fecha de pago, mediante transferencia electrónica, en el domicilio de S.D. Ineval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V. ("Ineval"), ubicado en Paseo de la Reforma No. 255, tercer piso, Colonia Cuauhtémoc, C.P. 06500, México, D.F. o, en caso de mora, en las oficinas del Emisor ubicadas en Jaime Balmes número 8, piso 7, interior 704, Col. Los Morales Polanco, C.P. 11510, México, D.F.

Calificaciones otorgadas a los Certificados Bursátiles: Cada Emisión será calificada por una o más agencias calificadoras debidamente autorizadas para operar en México.

Garantía: Los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa contarán con una garantía irrevocable e incondicional de Gas Natural SDG, S.A. (el "Garante"). La garantía se constituirá a favor de los Tenedores y estará a disposición de los mismos con el Representante Común. En el caso de que adicionalmente se otorgue otra garantía, la misma se especificará respecto de cada Emisión.

Aumento en el número de Certificados Bursátiles: El número de Certificados Bursátiles ofrecidos en cada Emisión podrá incrementarse según se determine para dicha Emisión.

Depositario: S.D. Ineval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V.

Posibles Adquirentes: Personas físicas y morales cuando, en su caso, su régimen de inversión lo permita.

Régimen Fiscal: La tasa de retención aplicable en la fecha de este Prospecto, respecto de los intereses pagados conforme a los Certificados Bursátiles se encuentra sujeta, para las personas físicas o morales residentes en México para efectos fiscales, a lo previsto en los artículos 58, 160 y demás aplicables de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente, y para las personas físicas y morales residentes en el extranjero para efectos fiscales, a lo previsto en los artículos 179, 195 y demás aplicables de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente. Los posibles adquirentes de los Certificados Bursátiles deberán consultar con sus asesores fiscales las consecuencias fiscales resultantes de su inversión en los Certificados Bursátiles, incluyendo la aplicación de reglas específicas respecto a su situación particular. El régimen fiscal vigente podrá modificarse a lo largo de la duración del Programa y a lo largo de la vigencia de las Emisiones realizadas al amparo del mismo.

Representante Común: Monex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Monex Grupo Financiero en el entendido que, para cualquier Emisión al amparo de este Programa se podrá designar a otro representante común, lo cual será informado en el Suplemento correspondiente.

INTERMEDIARIO COLOCADOR



Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V.,
Grupo Financiero BBVA Bancomer

El Programa que se describe en este Prospecto fue autorizado por la CNBV y los Certificados Bursátiles objeto del mismo se encuentran inscritos con el No. 3348-4.15-2011-001 en el Registro Nacional de Valores (el "RNV") y son aptos para ser listados en el listado correspondiente de la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. ("BMV")

La inscripción en el RNV no implica certificación sobre la bondad de los valores, la solvencia del Emisor o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en el presente Prospecto, ni convalida los actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención de las leyes.

El presente Prospecto está a disposición con el Intermediario Colocador y podrá ser consultado en la página de internet de la BMV en la siguiente dirección www.bmv.com.mx, en la página de internet de la CNBV en la siguiente dirección www.cnbv.gob.mx y en la página de internet del Emisor en la siguiente dirección www.gasnaturalmexico.com. Ninguna de dichas páginas de internet forma parte del presente Prospecto.

México, D.F., a 4 de mayo de 2011.

Autorización CNBV para su publicación 153/30741/2011 de fecha 2 de mayo de 2011

ÍNDICE

I. INFORMACIÓN GENERAL

1. Glosario de Términos y Definiciones	3
2. Resumen Ejecutivo	7
2.1. El Emisor	7
2.2. El Garante	9
2.3. Información Financiera Seleccionada	11
3. Factores de Riesgo	16
3.1. Factores de Riesgo Relacionados con el Emisor	16
3.2. Factores de Riesgo Relacionados con México	20
3.3. Factores de Riesgo Relacionados con los Certificados Bursátiles	21
3.4. Factores de Riesgo Relacionados con el Garante y el Contrato de Garantía	22
4. Otros Valores Inscritos en el Registro Nacional de Valores	31
5. Documentos de Carácter Público	32

II. EL PROGRAMA

1. Características del Programa	33
2. Destino de los Fondos	37
3. Plan de Distribución	38
4. Gastos Relacionados con el Programa	39
5. Estructura de Capital Considerando el Programa	40
6. Funciones del Representante Común	41
7. Asambleas de Tenedores	42
8. Nombres de Personas con Participación Relevante en el Programa	43

III. EL EMISOR

1. Historia y Desarrollo del Emisor	44
2. Descripción del Negocio	46
2.1. Actividad Principal	46
2.2. Canales de Distribución	56
2.3. Patentes, Licencias, Marcas y otros Contratos	57
2.4. Principales Clientes	58
2.5. Legislación Aplicable y Situación Tributaria	58
2.6. Recursos Humanos	60
2.7. Desempeño Ambiental	61
2.8. Información de Mercado	62
2.9. Estructura Corporativa	65
2.10. Descripción de Principales Activos	65
2.11. Procesos Judiciales, Administrativos o Arbitrales	66
2.12. Sistemas	67

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA

1. Información Financiera Seleccionada	69
2. Información Financiera por Línea de Negocio y Zona Geográfica y Ventas de Exportación	74
3. Informe de Créditos Relevantes	75
4. Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de Operación y Situación Financiera del Emisor	77
4.1 Resultados de la Operación	77
4.2 Situación Financiera, Liquidez y Recursos de Capital	82
4.3 Control Interno	86
5. Estimaciones, Provisiones o Reservas Contables Críticas	90

V. ADMINISTRACIÓN

1. Auditores Externos	91
2. Operaciones con Personas Relacionadas y Conflictos de Interés	92

3. Administradores y Accionistas	93
4. Estatutos Sociales y otros Convenios	97

VI. EL GARANTE Y EL CONTRATO DE GARANTÍA

1. El Garante	99
2. El Contrato de Garantía	126

VII. PERSONAS RESPONSABLES

VIII. ANEXOS

1. Opinión Legal suscrita por el Abogado Independiente	
2. Opinión Legal suscrita por el Abogado Independiente del Garante	
3. Estados Financieros Auditados del Emisor por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2007 y 2008	
4. Estados Financieros Auditados del Emisor por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2009	
5. Estados Financieros Auditados del Emisor por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 y 2010	
6. Estados Financieros Auditados del Garante por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2008	
7. Estados Financieros Auditados del Garante por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2009	
8. Estados Financieros Auditados del Garante por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2010	
9. El Contrato de Garantía	
10. Informes del Comisario	

Ningún intermediario, apoderado para celebrar operaciones con el público, o cualquier otra persona, ha sido autorizado para proporcionar información o hacer cualquier declaración que no esté contenida en este Prospecto. Como consecuencia de lo anterior, cualquier información o declaración que no esté contenida en este Prospecto, deberá entenderse como no autorizada por el Emisor o por Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer.

Los anexos del presente Prospecto forman parte integrante del mismo.

I. INFORMACIÓN GENERAL

1. GLOSARIO DE TÉRMINOS Y DEFINICIONES

A menos que el contexto indique lo contrario, para efectos del presente Prospecto, los siguientes términos tendrán el significado que se les atribuye a continuación y podrán ser utilizados indistintamente en singular o plural.

“BMV”	Significa la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.
“Certificados Bursátiles”	Significa los Certificados Bursátiles que pueden ser emitidos por el Emisor al amparo del Programa.
“CETES”	Significa los Certificados de la Tesorería de la Federación.
“CH4 Energía”	CH4 Energía, S. A. de C.V.
“Circular Única”	Significan las Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores expedidas por la SHCP y publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003, según las mismas han sido modificadas.
“CNBV”	Significa la Comisión Nacional Bancaria y de Valores.
“CNC”	Significa la Comisión Nacional de la Competencia de España.
“CNE”	Significa la Comisión Nacional de Energía de España.
“Contrato de Garantía”	Significa la garantía irrevocable e incondicional otorgada por el Garante respecto de las obligaciones del Emisor al amparo de los Certificados Bursátiles y que se describe en la sección “VI. EL GARANTE Y LA GARANTÍA” del presente Prospecto.
“CRE”	Significa la Comisión Reguladora de Energía.
“Dólar” o “E.U.A.\$”	Significa Dólares de los Estados Unidos de América.
“Emisión”	Significa cualquier emisión de Certificados Bursátiles que el Emisor lleve a cabo de conformidad con el Programa.
“Emisor” o “Gas Natural México”	Significa Gas Natural México, S.A. de C.V., en el entendido que referencias al Emisor respecto a su negocio, incluirá a sus subsidiarias.
“Estados Unidos” o “E.U.A.”	Significa los Estados Unidos de América.
“Euros”, “euros” o “€”	Significa la moneda de curso legal en la Unión Europea.
“Garante” o “Gas Natural SDG”	Significa Gas Natural SDG, S.A.
“gas LP”	Significa gas licuado de petróleo y es el término utilizado para denominar la composición predominante de hidrocarburos ligeros, que al ser comprimidos o refrigerados bajo ciertas condiciones, pueden cambiar del estado gaseoso al líquido. En México, la mezcla típica de gas LP se compone principalmente de propano y butano, así como de una participación menor de isobutano y gasolina natural.
“gas natural”	Significa el gas natural que resulta de una mezcla de hidrocarburos constituida en un 90% por gas metano, que se encuentra en el subsuelo y que procede de la descomposición de materia orgánica atrapada entre estratos rocosos.

“Gas Natural Fenosa” o el “Grupo” o “Grupo Gas Natural”	Significa el grupo empresarial internacional conformado por el Garante, el Emisor y demás empresas subsidiarias y filiales alrededor del mundo.
“Gasoductos del Bajío”	Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C.V.
“Gcal”	Significa una unidad de medición equivalente a mil millones de calorías.
“Gjoule”	Significa una unidad de medición de energía utilizada equivalente a mil millones de joules.
“GNL”	Significa gas natural licuado.
“GWh”	Significa una medida de energía eléctrica equivalente a la potencia suministrada por un gigavatio en una hora.
“Iberdrola”	Significa Iberdrola Energía, S.A.
“IETU”	Significa el Impuesto Empresarial a Tasa Única.
“Indeval”	Significa S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores., S.A. de C.V.
“INEGI”	Significa Instituto Nacional de Estadística y Geografía.
“Intermediario Colocador”	Significa, Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer y, de ser el caso, cualquier otra casa de bolsa que actúe como intermediario colocador respecto de alguna Emisión al amparo del Programa, según sea determinado en el Suplemento respectivo.
“ISR”	Significa el Impuesto Sobre la Renta.
“IVA”	Significa el Impuesto al Valor Agregado.
“LGTOC”	Significa la Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito.
“LISR”	Significa la Ley del Impuesto Sobre la Renta.
“LMV”	Significa la Ley del Mercado de Valores.
“Metrogas”	Significa Comercializadora Metrogas, S.A. de C.V.
“México”	Significa los Estados Unidos Mexicanos.
“MMBTU”	Significa un millón de unidades térmicas británicas (BTU).
“NIF”	Significa las normas de información financiera emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera, A.C.
“Pemex”	Significa Pemex Gas y Petroquímica Básica.
“Permiso Bajío”	Significa el permiso número G/081/DIS/00, otorgado el 2 de febrero de 2000, cuya vigencia es de 30 años a partir de su otorgamiento, para la distribución de gas natural en la Zona Geográfica del Bajío.
“Permiso DF”	Significa el permiso número G/041/DIS/98, otorgado el 3 de septiembre de 1998, cuya vigencia es de 30 años, para la distribución de gas natural en la Zona Geográfica del Distrito Federal.
“Permiso Monterrey”	Significa el permiso número G/033/DIS/98, otorgado el 24 de abril de 1998, cuya vigencia es de 30 años, para la distribución

	de gas natural a la Zona Geográfica de Monterrey.
“Permiso Nuevo Laredo”	Significa el permiso número G/021/DIS/97, otorgado el 17 de noviembre de 1997, cuya vigencia es de 30 años, para la distribución de gas natural en la Zona Geográfica de Nuevo Laredo.
“Permiso Saltillo”	Significa el permiso número G/015/DIS/97, otorgado el 20 de junio de 1997, cuya vigencia es de 30 años, para la distribución de gas natural en la Zona Geográfica de Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga.
“Permiso Toluca”	Significa el permiso número G/018/DIS/97, otorgado el 3 de septiembre de 1997, cuya vigencia es de 30 años, para la distribución de gas natural en la Zona Geográfica de la Región Metropolitana de Toluca.
“Permisos”	Significa el Permiso Bajío, el Permiso Saltillo, el Permiso DF, el Permiso Toluca, el Permiso Monterrey y el Permiso Nuevo Laredo.
“Pesos” o “\$”	Significa la moneda de curso legal en México.
“PGPB”	Significa Pemex Gas y Petroquímica Básica.
“Programa”	Significa el programa para la emisión de Certificados Bursátiles del Emisor que se describe en el presente Prospecto.
“Prospecto”	Significa el presente prospecto.
“Representante Común”	Significa Monex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Monex Grupo Financiero o cualquier otra entidad que sea designada como tal para cualquier Emisión y que se señale en el Suplemento correspondiente.
“RNV”	Significa el Registro Nacional de Valores.
“SENER”	Significa la Secretaría de Energía del gobierno Federal de México.
“Sinca Inbursa”	Significa Sinca Inbursa, S.A de C.V., Sociedad de Inversión de Capitales.
“Suplemento”	Significa cualquier suplemento al presente Prospecto que se prepare con relación a, y que contenga las características correspondientes a una Emisión de Certificados Bursátiles al amparo del Programa.
“Tenedores”	Significa los tenedores de los Certificados Bursátiles.
“TIIE”	Significa la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio que publique periódicamente Banco de México en el Diario Oficial de la Federación o cualquier tasa que la suceda o sustituya.
“Transnatural”	Transnatural, S. de R.L. de C.V.
“UDIs”	Significa las Unidades de Inversión cuyo valor en Pesos se publica por Banco de México en el Diario Oficial de la Federación.
“VPM”	Significa las ventas de primera mano de gas natural que realiza Pemex en términos del Reglamento de Gas Natural.

“Zona Geográfica”	Significa la demarcación territorial en la cual el Emisor presta sus servicios de distribución de gas natural al amparo de cada uno de los Permisos.
“Zona Geográfica de la Región Metropolitana de Toluca”	Significa los municipios de Lerma, Ocoyoacac, San Mateo Atenco, Xonacatlán, Zinacantepec, Toluca y Metepec en el Estado de México.
“Zona Geográfica de Monterrey”	Significa el área Metropolitana de Monterrey, que incluye los municipios de Monterrey, San Nicolás de los Garza, Apodaca, Guadalupe, San Pedro Garza García, Santa Catarina, General Escobedo, García, Juárez, Ciénega de Flores y General Zuazua, Pesquería, Marín, Dr. González y Cerralvo, El Carmen, Salinas Victoria y el centro de población "Valle del Roble", en el municipio de Cadereyta Jiménez en Nuevo León.
“Zona Geográfica de Nuevo Laredo”	El centro de población de Nuevo Laredo en Tamaulipas
“Zona Geográfica de Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga”	Significa el centro de población de Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga en Coahuila.
“Zona Geográfica del Bajío”	Significa los municipios de Celaya, Salamanca, Silao, Irapuato, Silao y León, en Guanajuato, los centros de población de Aguascalientes-Jesús María- San Francisco de los Romo en Aguascalientes, los centros de población de de San Luis Potosí-Soledad de Graciano Sánchez en San Luis Potosí, los centros de población de Zacatecas-Guadalupe, Fresnillo, y los municipios de Calera y Morelos, en Zacatecas, y el centro de población de Lagos de Moreno, en Jalisco.
“Zona Geográfica del Distrito Federal”	Significa las delegaciones de Álvaro Obregón, Azcapotzalco, Benito Juárez, Coyoacán, Cuauhtémoc, Gustavo A. Madero, Iztapalapa, Iztacalco, Magdalena Contreras, Miguel Hidalgo, Milpa Alta, Tláhuac, Tlalpan, Venustiano Carranza y Xochimilco, en el Distrito Federal.

2. RESUMEN EJECUTIVO.

A continuación se incluye un resumen de la información contenida en este Prospecto. Dicho resumen no incluye toda la información que debe tomarse en cuenta antes de tomar una decisión de inversión con respecto a los Certificados Bursátiles. Los inversionistas deben leer cuidadosamente todo este Prospecto, incluyendo la sección titulada “I. INFORMACIÓN GENERAL – 3. Factores de Riesgos”. Adicionalmente, los inversionistas deberán, con relación a cada Emisión, leer el Suplemento correspondiente.

Todas las referencias a “Pesos” o “\$” contenidas en este Prospecto se presentan sin ajuste inflacionario alguno. Las sumas (incluidos porcentajes) que aparecen en el Prospecto pudieran no ser exactas debido a redondeos realizados a fin de facilitar su presentación.

2.1. El Emisor

El Emisor distribuye y comercializa gas natural en distintas zonas geográficas en México al amparo de 6 Permisos emitidos por la CRE. Dichas Zonas Geográficas abarcan 8 estados (incluyendo el Distrito Federal) y 44 municipios o delegaciones y se identifican como las siguientes:

- Monterrey, Nuevo León;
- el Distrito Federal;
- Toluca, Estado de México;
- el Bajío;
- Saltillo, Coahuila;
- Nuevo Laredo, Tamaulipas;

El Emisor desarrolla sus actividades de distribución y comercialización adquiriendo el gas natural de Pemex, transportando dicho gas natural a través de su red de distribución y entregando el mismo a las instalaciones u hogares de sus clientes. El proceso de prestación del servicio de distribución y comercialización de gas natural por parte del Emisor a sus clientes comprende las siguientes actividades:

- *la adquisición del gas natural por parte del Emisor de Pemex;*
- *la recepción del gas natural y su transportación a través de la red de distribución y equipos accesorios del Emisor;*
- *la entrega del gas natural a los clientes del Emisor; y*
- *la lectura, facturación y cobranza del servicio.*

Dicho proceso se describe con mayor precisión en la sección “III. EL EMISOR – 2. Descripción del Negocio - 2.1 Actividad Principal - Servicio Regulado de Distribución y Comercialización de Gas Natural” del presente Prospecto.

Adicionalmente, el Emisor presta diversos servicios no regulados relacionados con sus actividades de distribución. Dichos servicios incluyen los siguientes:

- *Revisiones periódicas de instalaciones.* Dichas revisiones son contratadas por los clientes de manera individual.
- *“Gas natural asistencia”.* Dicho paquete incluye servicios como revisiones anuales de instalaciones, reparaciones y seguros.
- *“Adecuación y reparación de instalaciones”.* Este servicio cubre la gestión del armado de las instalaciones internas de los clientes que son necesarias para recibir el gas natural entregado por el Emisor.

- *Gas natural vehicular.* El negocio de gas natural vehicular comprende actividades de conversión de vehículos a gas natural y el manejo de estaciones de suministro de gas. A la fecha del presente Prospecto, el Emisor contaba únicamente con 2 estaciones a lo largo del país.
- *Venta de aparatos gasodomésticos.* El Emisor cuenta con un servicio de venta e instalación de aparatos gasodomésticos como estufas, secadoras y calentadores.

El Emisor clasifica a sus clientes en tres rubros como sigue:

- *Acceso de Terceros a la Red (ATR – Distribución Simple).* El Emisor cuenta con clientes que únicamente requieren del servicio de distribución de gas natural más no requieren que el Emisor adquiera el gas natural respectivo, ya que ellos mismos cuentan con acuerdos de compraventa con Pemex. Dichos clientes típicamente son clientes industriales (incluyendo empresas generadoras de electricidad).
- *Industriales y Comerciales Grandes.* Los clientes industriales del Emisor son aquellos que consumen más de 10,000 Gcals o 11.64 GWh por año. Dichos clientes abarcan todos los sectores de la industria incluyendo el sector alimenticio, de bebidas y tabaco, el metalúrgico/siderúrgico, el químico, el farmacéutico, el plástico y de caucho y el automotriz. Los clientes comerciales grandes son aquellos que consumen más de 360 Gcals o .42 GWh por año e incluyen cadenas de tiendas de autoservicio, hospitales y clínicas y restaurantes. Estos clientes si requieren que el Emisor, además del servicio de distribución, adquiera el gas natural que les entrega.
- *Residenciales y Comerciales Pequeños.* Los clientes comerciales pequeños son aquellos que consumen menos de 360 Gcals o .42 GWh de gas natural por año e incluyen micro-empresas. Los clientes residenciales se categorizan de tal manera por el uso doméstico que dan al gas natural y no por un mínimo de consumo.

Al 31 de diciembre de 2010, el Emisor contaba con un total de 1,207,135 clientes a los que les distribuyó un total de 43,219 GWh durante 2010. Un desglose de dichos clientes y el crecimiento que ha mostrado su cartera de clientes se incluye en la sección “III. EL EMISOR – 2. Descripción del Negocio - 2.1 Actividad Principal” del presente Prospecto.

Como un distribuidor de gas natural establecido y con trayectoria en las distintas Zonas Geográficas en las que opera, la estrategia del Emisor se puede resumir en los siguientes dos puntos:

- *Saturación de redes existentes.* El Emisor busca saturar sus redes con el mayor número de clientes posibles dentro de las capacidades técnicas de sus redes de distribución.
- *Crecimiento de redes con mayor mercado potencial.* El Emisor busca desarrollar proyectos de ampliación de su red en mercados con una concentración importante de clientes potenciales.

El Emisor considera que cuenta con las siguientes fortalezas que le permitirán desarrollar su estrategia:

- *Zonas Geográficas con potencial de crecimiento.* El Emisor cuenta con diversas zonas con un potencial de crecimiento importante, incluyendo el Distrito Federal y Monterrey.
- *Modelo de negocio de implementación eficiente.* El Emisor ha podido crecer su red de distribución y base de clientes de manera eficiente y considera que sus procesos replicables le permitirán continuar con dicho crecimiento en el corto, mediano y largo plazo.
- *Barreras de entrada a Zonas Geográficas.* La inversión requerida para establecer y crecer una red de distribución de gas natural en las Zonas Geográficas atendidas por el Emisor es una importante barrera de entrada a competidores.
- *Producto con ventajas importantes.* Según se describe con anterioridad, el gas natural presenta ventajas importantes (tanto en materia de costo como de protección al ambiente) respecto de otros hidrocarburos. Adicionalmente, una vez conectados, los incentivos para que los clientes se desconecten son limitados.

2.2. El Garante

Gas Natural Fenosa es una de las diez grandes compañías multinacionales de energía en Europa y la empresa verticalmente integrada de gas y electricidad líder en España y Latinoamérica. Sus principales actividades abarcan la distribución de gas y electricidad, generación eléctrica y aprovisionamientos de gas. Tras la adquisición e integración de Unión Fenosa en 2009, Gas Natural Fenosa se ha convertido en la tercera compañía eléctrica española por número de clientes, operando en más de 20 países y atendiendo a más de 20 millones de clientes (en torno a 9 millones en España).

Gas Natural Fenosa es también líder en el mercado de distribución de gas en España (Fuente: Según informe del regulador español de energía CNE a la Comisión Europea, 2008) operando 5.9 de los 7 millones de puntos de suministro de gas en el mercado español a través de diez compañías distribuidoras en 13 Comunidades Autónomas y de dos compañías comercializadoras. El Grupo es también un operador líder en los mercados de GNL en la cuenca Atlántica y Mediterránea.

En la siguiente tabla se muestran cifras relativas a las distintas actividades del Grupo durante 2010 y 2009. La adquisición de Unión Fenosa y su incorporación por integración global a los resultados consolidados desde el 30 de abril de 2009 así como las des-inversiones realizadas da lugar a significativas variaciones en la comparación con el año anterior y no permite el adecuado análisis de la evolución de los negocios de Gas Natural Fenosa.

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Distribución de gas (GWh)	411,556	402,692
Distribución de electricidad (GWh)	54,833	34,973
Suministro de gas (GWh)	305,704	286,152
Transporte de gas /EMPL (GWh)	109,792	109,230
Puntos de suministro de distribución de gas (en miles)	11,361	11,534
Puntos de suministro de distribución de electricidad (en miles)	9,436	9,144
Capacidad de generación eléctrica (MW)	17,254	17,810
Energía eléctrica producida (GWh/year)	58,130	52,553

Las principales actividades del Grupo se clasifican según sigue y se llevan a cabo en los mercados descritos a continuación:

- *Distribución Gas*
 - España
 - Latinoamérica
 - Resto (Italia)

- *Distribución Eléctrica*
 - España
 - Latinoamérica
 - Resto (Moldavia)

- *Electricidad*
 - España
 - Latinoamérica
 - Resto del mundo (Kenia)

- *Gas*
 - Infraestructuras
 - Aprovisionamiento y comercialización
 - Unión Fenosa Gas

Una descripción a detalle de cada uno de dichos negocios se contiene en la sección “VI. EL GARANTE Y EL CONTRATO DE GARANTÍA” del presente Prospecto.

2.3. Información Financiera Seleccionada

2.3.1. Información Financiera Seleccionada del Emisor

La información financiera del Emisor incluida en las diversas secciones de este Prospecto deriva de sus estados financieros auditados, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008. Los estados financieros del Emisor fueron preparados de conformidad con las NIFs vigentes en cada momento determinado. Para la preparación de los estados financieros por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, algunas cuentas de 2009 fueron reclasificadas por los auditores del Emisor en distintas partidas, por lo que las cifras de 2009 incluidas a continuación coinciden con aquellas cifras de 2009 incluidas en los estados financieros por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010.

GAS NATURAL MEXICO, S.A. DE C.V. Y SUBSIDIARIAS
BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS
(subsidiarias de Gas Natural SDG, S.A., empresa Española)
(cifras expresadas en miles de Pesos)

Activo	31 de diciembre de			Pasivo y capital contable	31 de diciembre de		
	2010	2009	2008		2010	2009	2008
Circulante:				Pasivo a corto plazo:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$18,699	\$31,653	\$33,728	Proveedores	\$673,254	\$607,417	\$845,790
Instrumentos financieros derivados	923,542	1,561,523	2,112,530	Partes relacionadas	131,502	1,272,192	1,610,347
Cuentas por cobrar, neto	2,588,883	1,874,383	1,670,291	Instrumentos financieros derivados	922,004	1,559,689	2,111,178
Partes relacionadas	258,596	171,338	*	Préstamos bancarios	1,318,000	113,000	1,437,537
Inventario de materiales y refacciones	93,301	111,493	153,339	Porción a corto plazo de la deuda a largo plazo	2,267,877	272,121	260,000
				Otras cuentas y gastos acumulados por pagar	434,739	427,162	427,340
Total activo circulante	3,883,021	3,750,390	3,969,888	Total pasivo a corto plazo	5,747,379	4,251,581	6,692,192
Derechos de cobro financiados	642,069	-	-	Pasivo largo plazo:			
Líneas de gasoductos, inmuebles y equipos, neto	7,821,759	7,753,905	7,750,915	Deuda a largo plazo	1,520,000	3,004,241	1,040,000
Inversión en asociadas	62,008	40,829	31,057	Instrumentos financieros derivados	4,104	-	3,282
Crédito mercantil	479,758	479,758	479,758	Exceso de pasivos sobre activos de subsidiaria con capital deficitario	215,623	171,654	125,718
Impuestos a la utilidad diferidos	88,870	268,919	197,741	Beneficios a los empleados	20,261	15,009	10,684
				Total pasivo a largo plazo	1,759,988	3,190,904	*
				Total pasivo	7,507,367	7,442,485	7,871,876
Cargos diferidos, neto	35,828	37,101	53,428	Capital contable:			
Depósitos en garantía y otros activos	31,856	23,913	27,416	Capital social	5,294,692	5,294,692	5,294,692
				Utilidades acumuladas (déficit)	240,626	(385,010)	(659,404)
				Total participación controladora	5,535,318	4,909,682	4,635,288
				Total participación no controladora	2,484	2,648	3,039
				Total capital contable	5,537,802	4,912,330	4,638,327
				Compromisos y contingencias			
Total activo	\$13,045,169	\$12,354,815	\$12,510,203	Total pasivo y capital contable	\$13,045,169	\$12,354,815	\$12,510,203

* Concepto no detallado en los balances generales consolidados correspondientes.

GAS NATURAL MEXICO, S.A. DE C.V. Y SUBSIDIARIAS**ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS**
(cifras expresadas en miles de Pesos)

	<u>2010</u>	Año que terminó el <u>31 de diciembre de</u> <u>2009</u>	<u>2008</u>
Ingresos por:			
Ventas netas de gas	\$3,151,910	\$3,640,423	*
Servicios de distribución, conexión y otros	2,689,600	2,332,808	*
Total ingresos	5,841,510	5,973,231	6,918,136
Costo de ventas por:			
Ventas de gas	(3,151,101)	(3,642,750)	*
Servicios de distribución, conexión y otros	(688,224)	(767,504)	*
Total costo de ventas	(3,839,325)	(4,410,254)	(4,922,217)
Utilidad bruta	2,002,185	1,562,977	1,995,919
Gastos de operación	(798,725)	(806,665)	(1,257,981)
Utilidad de operación	1,203,460	756,312	737,938
Otros gastos (productos), neto	(1,271)	58,451	(968)
Resultado integral de financiamiento:			
Intereses a favor	88,918	93,966	*
Intereses a cargo	(455,130)	(506,027)	*
Gastos financieros, neto	(366,212)	(412,061)	(429,636)
Utilidad (pérdida) en cambios, neto	2,723	(3,940)	(10,748)
Utilidad antes de participación en los resultados de asociadas	838,700	398,762	296,586
Participación en los resultados de asociadas	(22,798)	(35,655)	(58,957)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	815,902	363,107	237,629
Impuestos a la utilidad	(183,109)	(68,255)	(31,340)
Utilidad neta consolidada del año	632,793	294,852	206,289
Pérdida neta de la participación no controladora	164	391	691
Utilidad neta de la participación controladora	\$632,957	295,243	\$206,980

* Concepto no detallado en los estados consolidados de resultados correspondientes.

2.3.2. Información Financiera Seleccionada del Garante

La información financiera del Garante, sociedad matriz del Grupo Gas Natural Fenosa, incluida en las diversas secciones de este Prospecto deriva de sus cuentas anuales consolidadas auditadas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008. Las cuentas anuales consolidadas del Garante fueron preparadas de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (*International Financial Reporting Standards, as adopted by European Union –IFRS, EU–*) y no han sido ajustados de manera alguna para adaptarse a los NIFs. Las cifras presentadas se denominan en Euros. Al 31 de diciembre de 2010, el tipo de cambio Euro-Peso era equivalente a \$16.5299 por Euro (según fue publicado por Banco de México).

GAS NATURAL FENOSA Balance de situación consolidado (en millones de euros)

	31-12-2010	31-12-2009 ⁽¹⁾	01-01-2009 ⁽¹⁾	31-12-2008 ⁽²⁾
ACTIVO				
Inmovilizado intangible	11,223	11,386	2,500	1,617
Fondo de comercio	6,002	6,056	546	546
Otro inmovilizado intangible	5,221	5,330	1,954	1,071
Inmovilizado material	23,206	23,370	8,923	9,988
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (<i>Nota 7</i>)	105	141	42	42
Activos financieros no corrientes	694	670	2,820	2,820
Activo por impuesto diferido)	957	956	339	339
ACTIVO NO CORRIENTE	36,185	36,523	14,624	14,806
Activos no corrientes mantenidos para la venta	707	1,694	5	5
Existencias	755	740	560	560
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4,592	4,232	2,785	2,785
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	3,946	3,452	2,370	2,370
Otros deudores	534	740	398	398
Activos por impuesto corriente	112	40	17	17
Otros activos financieros corrientes	1,901	1,389	360	360
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1,203	589	249	249
ACTIVO CORRIENTE	9,158	8,644	3,959	3,959
TOTAL ACTIVO	45,343	45,167	18,583	18,765
PATRIMONIO NETO Y PASIVO				
Capital	922	922	448	448
Prima de emisión	3,331	3,331	-	-
Reservas	6,106	5,675	5,158	5,158
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	1,201	1,195	1,057	1,057
Dividendo a cuenta	(324)	(324)	(215)	(215)
Ajustes por cambios de valor	148	(118)	(72)	(72)
Activos Financieros disponibles para la venta	-	19	57	57
Operaciones de cobertura	(39)	(99)	(78)	(78)
Diferencias de conversión	187	(38)	(51)	(51)
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	11,384	10,681	6,376	6,376
Intereses minoritarios	1,590	1,496	345	345
PATRIMONIO NETO	12,974	12,177	6,721	6,721
Subvenciones	657	520	424	606
Provisiones no corrientes	2,865	1,881	625	625
Pasivos financieros no corrientes	18,176	18,658	4,451	4,451
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	17,805	18,222	4,449	4,449
Otros pasivos financieros	371	436	2	2
Pasivo por impuesto diferido	2,704	2,700	526	526
Otros pasivos no corrientes	1,040	1,077	706	706
PASIVO NO CORRIENTE	25,442	24,836	6,732	6,914
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	350	484	-	-
Provisiones corrientes	127	128	146	146
Pasivos financieros corrientes	2,130	2,849	934	934
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	1,887	2,650	924	924
Otros pasivos financieros	243	199	10	10
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	3,658	4,013	2,865	2,865
Proveedores	3,005	3,322	2,345	2,345

Otros acreedores	468	465	311	311
Pasivos por impuesto corriente	185	226	209	209
Otros pasivos corrientes)	662	680	1,185	1,185
PASIVO CORRIENTE	6,927	8,154	5,130	5,130
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	45,343	45,167	18,583	18,765

- (1) Con fecha 1 de enero de 2010 Gas Natural Fenosa ha aplicado la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” de forma retrospectiva, reexpresando los balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero 2009 a efectos comparativos.
- (2) El balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2009 contiene los activos y pasivos de Unión Fenosa, que no figuran en el Balance de situación a 31 de diciembre de 2008.

GAS NATURAL FENOSA
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada (en millones de euros)

	Año que terminó el 31 de diciembre de		
	2010	2009 ^{(1) (2)}	2008
Importe neto de la cifra de negocio	19,630	14,873	13,544
Aprovisionamientos	(12,970)	(9,133)	(9,796)
Otros ingresos de explotación	258	200	58
Gastos de personal	(798)	(600)	(338)
Otros gastos de explotación	(1,912)	(1,594)	(985)
Amortización de inmovilizado	(1,716)	(1,389)	(726)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras)	31	38	37
Otros resultados	370	50	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	2,893	2,445	1,794
Ingresos financieros	118	85	132
Gastos financieros	(1,165)	(925)	(419)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	(6)	25	17
Diferencias de cambio	(6)	1	7
Resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	44	101	14
RESULTADO FINANCIERO	(1,015)	(713)	(249)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	5	59	6
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1,883	1,791	1,551
Impuesto sobre beneficios	(468)	(440)	(379)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1,415	1,351	1,172
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	-	39	-
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1,415	1,390	1,172
Atribuible a:			
Sociedad dominante	1,201	1,195	1,057
Intereses minoritarios	214	195	115
	1,415	1,390	1,172
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante	1.30	1.45	2.05

Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante

1.30 1.48 2.05

(1) Con fecha 1 de enero de 2010 Gas Natural Fenosa ha aplicado la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” de forma retrospectiva, reexpresando la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2009 a efectos comparativos.

(2) La cuenta de resultados consolidada del ejercicio 2009 incorpora las operaciones de Unión Fenosa solamente desde el 30 de abril de 2009.

3. FACTORES DE RIESGO.

Al considerar la posible adquisición de los Certificados Bursátiles, los potenciales Tenedores de los Certificados Bursátiles deben tomar en consideración, analizar y evaluar toda la información contenida en este Prospecto y, en especial, los factores de riesgo que se mencionan a continuación. De materializarse los riesgos descritos a continuación, los negocios, resultados operativos, situación financiera y perspectivas del Emisor o del Garante, así como su capacidad para pagar los Certificados Bursátiles podrían verse adversamente afectados. Además, cabe la posibilidad de que los negocios, resultados operativos, situación financiera y perspectivas del Emisor o del Garante se vean afectados por otros riesgos que a la fecha del presente Prospecto se desconocen o que actualmente no se consideran significativos.

En el caso que los Certificados Bursátiles que sean emitidos al amparo de una Emisión conforme al Programa descrito en este Prospecto estén sujetos a riesgos específicos adicionales, los mismos se describirán, en su caso, en el Suplemento respectivo.

3.1. Factores de Riesgo Relacionados con el Emisor

Los niveles de apalancamiento del Emisor y las características de sus pasivos podrían resultar en una afectación a su situación financiera y su capacidad de pagar los Certificados Bursátiles.

Al cierre de marzo de 2011, el Emisor contaba con pasivos derivados de fondeo de corto y largo plazo por un monto total de \$5,452 millones.

El nivel actual de los pasivos del Emisor, así como su posible incremento en el futuro, podría tener como consecuencia que el Emisor no pudiera pagarlos a su vencimiento, no pudiera refinanciarlos a largo plazo o no pudiera refinanciarlos en términos o con un costo similar al costo de la deuda actual del Emisor.

El costo de la deuda del Emisor podría incrementar en el futuro por diversas razones (incluyendo una reducción en la calificación crediticia del Emisor) y la posibilidad de refinanciarla podría ser afectada. Cualquiera de estos eventos tendría un efecto adverso significativo en la situación financiera del Emisor y podría afectar significativamente a los Tenedores.

Un incremento en el costo de la deuda del Emisor podría resultar en que el Emisor destinare una parte importante de sus recursos disponibles al servicio de su deuda, lo cual afectaría la posibilidad de que realice inversiones y los pagos que deben hacerse en relación con sus operaciones. Esto afectaría adversamente la situación competitiva y resultados de operación del Emisor en el futuro, lo cual, a su vez, afectaría negativamente a los Tenedores y la posibilidad del Emisor de pagar puntualmente los Certificados Bursátiles.

Las operaciones del Emisor están sujetas a diversos riesgos operativos que de actualizarse podrían afectar adversamente al Emisor.

Las actividades del Emisor están expuestas a distintos riesgos operativos, tales como averías en la red de distribución, explosiones, incendios, incumplimientos contractuales, sabotajes o accidentes en la red de distribución de gas, así como otros desperfectos y supuestos de fuerza mayor que podrían tener como resultado daños personales y/o materiales, deterioros de las instalaciones o propiedades del Emisor o la destrucción de las mismas. Acontecimientos como éstos, u otros de similar naturaleza, son impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas natural. En este tipo de situaciones, a pesar de existir las pertinentes coberturas a través de la contratación de seguros de riesgos, como seguros ante potenciales pérdidas de beneficio y daños materiales, la situación financiera y los resultados del Emisor pueden verse afectados en la medida en que las pérdidas que se produzcan no estén aseguradas, la cobertura sea insuficiente, o se generen pérdidas económicas como consecuencia de limitaciones de cobertura o evolución al alza de franquicias, así como por potenciales encarecimientos de las primas satisfechas al mercado asegurador.

Asimismo cabe mencionar que el Emisor podría ser objeto de reclamaciones de responsabilidad civil por lesiones personales y/o otros daños causados en el desarrollo ordinario de sus actividades. La interposición de dichas reclamaciones podría conllevar el pago de indemnizaciones, lo que podría dar lugar, en la medida en que las pólizas de seguros de responsabilidad civil contratadas no cubran el importe de dichas indemnizaciones, a un efecto material adverso en el negocio, perspectivas, situación financiera y sus resultados.

La construcción y desarrollo de nuevas infraestructuras podría ser compleja o estar sujeta a problemas que no son previsibles.

La construcción y desarrollo de nuevas infraestructuras de distribución pueden tener un alto grado de complejidad y requerir periodos amplios de tiempo para su ejecución. Cualquier incremento de costos, cancelación o retraso en la ejecución de los proyectos del Emisor en fase de desarrollo podría tener un efecto material adverso en sus negocios, perspectivas, condiciones financieras y resultados operativos. En particular, si el Emisor fuera incapaz de finalizar los proyectos en desarrollo, no sería capaz de recuperar los costos incurridos y la rentabilidad se podría ver afectada de manera adversa.

Los competidores del Emisor podrían incrementar su posición de mercado en detrimento del Emisor.

La principal competencia del Emisor en sus operaciones son los distribuidores de gas LP. Existe una gran diversidad de distribuidores con operaciones regionales y locales que en su conjunto son competencia del Emisor. La implementación de estrategias competitivas de dichos competidores o el fracaso de las campañas comerciales del Emisor podrían resultar en que el Emisor pierda clientes y su posición en el mercado se vea afectada. En dicho caso, los ingresos por venta del Emisor se verían disminuidos y la capacidad de pagar sus pasivos, incluyendo los Certificados Bursátiles podría verse afectada.

Nuevas o alternas fuentes de energía podrían disminuir el mercado para el gas natural, reduciendo las ventas del Emisor.

A la fecha del presente Prospecto, los clientes industriales del Emisor utilizan gas natural como su principal fuente de hidrocarburo para sus necesidades operativas. Sin embargo, es posible que en el futuro, la disponibilidad de otras fuentes de energía (como pudiera ser diesel, gas LP, combustóleo y electricidad) podría ser mayor, lo que afectaría la demanda del gas natural y como resultado la situación operativa y financiera del Emisor.

Los clientes residenciales del Emisor satisfacen sus necesidades energéticas principalmente a través de energía eléctrica y gas natural. Existen tecnologías conforme a las cuales aparatos que históricamente se han operado con gas pudieran operarse con energía eléctrica. En la medida que dichos aparatos sean más comunes, el consumo de gas natural por los clientes residenciales del Emisor podría disminuir y el potencial de crecimiento del Emisor se vería afectado, lo que afectaría la situación operativa y financiera del Emisor.

El precio del gas LP esta subsidiado por el gobierno federal y cualquier aumento en el precio del gas natural podría afectar el consumo del mismo por parte de los clientes del Emisor.

Según se describe en el presente Prospecto, el Emisor es únicamente un distribuidor de gas natural que adquiere dicho gas natural y lo revende a su cliente, con un cargo adicional por distribución. En la medida que el precio al cual el Emisor pueda adquirir el gas natural incremente, el precio final al cliente aumentará, potencialmente afectando la capacidad del cliente de continuar adquiriendo las mismas cantidades de gas natural. Una disminución en la demanda de gas natural por los clientes del Emisor afectaría los resultados financieros del Emisor.

El precio del gas natural es un precio de mercado que varía dependiendo de una gran variedad de factores, incluyendo volumen de reservas explotables en el mundo, consumo y las nuevas técnicas de exploración y explotación. Históricamente, dicho precio ha sido altamente volátil. En los últimos 3 años, el precio del gas natural ha tenido un precio máximo de \$12.61 US\$/MBTU y un precio mínimo de 2.64 US\$/MBTU.

En 2008, los incrementos en el nivel de los precios de gas natural (que en julio de 2008 alcanzó \$12.61 US\$/MBTU) llevaron al Emisor, de acuerdo con la CRE, a contratar coberturas buscando protección en contra de un mayor incremento en dichos precios. Sin embargo, a partir del 2009 el precio del gas natural ha venido disminuyendo hasta los niveles actuales de \$3.6385 US\$/MBTU (al mes de Marzo de 2011). Dicha cobertura ha generado costos al Emisor. El que el Emisor incurra en costos relacionados con coberturas respecto de movimientos en el precio del gas natural podría afectar la situación financiera del Emisor de manera adversa.

Pemex, a través de Pemex Gas y Petroquímica Básica, es el único proveedor de gas natural del Emisor. Cualquier problema que sufra Pemex en su capacidad de producir o importar gas natural podría afectar adversamente las operaciones del Emisor.

De conformidad con la legislación mexicana, Pemex es la única persona con la facultad de realizar ventas de gas natural en México. Si bien el Emisor podría adquirir gas natural de importación, actualmente el Emisor no cuenta con los acuerdos (incluyendo acuerdos de transporte) necesarios para dicho propósito.

En el caso que Pemex no cuente con volúmenes suficientes para satisfacer la demanda de gas natural del Emisor (ya sea por falta de producción o incapacidad de importar gas suficiente) o decida aplicar sus volúmenes disponibles de manera tal que no pueda atender la demanda del Emisor, el Emisor podría no estar en condiciones de suministrar gas natural a sus clientes, lo que podría afectar la situación operativa y financiera del Emisor.

Los derechos y recursos del Emisor frente a Pemex al amparo de los convenios de compra de gas natural (que incluyen reclamaciones por cantidad y calidad del gas natural) podrían no ser suficientes o adecuados para subsanar cualquier pérdida sufrida por el Emisor por la falta de disponibilidad de gas natural.

La extensión de la red de distribución del Emisor podría dilatarse como resultado de diversos factores.

Las operaciones del Emisor requieren del tendido de tubería a lo largo de las vías locales de circulación (calles, avenidas). A efecto de poder llevar a cabo dicho tendido, el Emisor requiere, en adición a sus Permisos, de permisos municipales o delegacionales. La obtención de dichos permisos requiere el cumplimiento de ciertos requisitos particulares, los cuales pueden variar de localidad en localidad. En algunos casos, dichos requisitos son difíciles de cumplir. Adicionalmente, los procesos para obtener dichos permisos (incluyendo tiempos de obtención) varían de localidad en localidad y pueden ser tardados. En el caso que el Emisor no pueda obtener los mencionados permisos o no pueda obtenerlos en los tiempos adecuados, la potencial expansión del negocio del Emisor y el cumplimiento de ciertos objetivos incluidos en los propios Permisos podría dificultarse, lo que podría afectar la situación operativa del Emisor.

El crecimiento en las operaciones del Emisor fuera de las zonas en las que actualmente opera depende de la estrategia del gobierno federal en cuanto al otorgamiento de permisos y del éxito del Emisor en cualquier proceso de licitación relacionado.

Conforme al Reglamento de Gas Natural y demás regulación que se describe en la sección “III. EL EMISOR - 2. Descripción del Negocio - 2.5. Legislación Aplicable y Situación Tributaria” del presente Prospecto, la distribución de gas en México requiere de permiso del gobierno federal que es otorgada a través de la CRE. El gobierno federal determina la conveniencia de licitar u otorgar permisos para la distribución de gas natural en las distintas zonas geográficas en las que se encuentra dividido el país. En la medida que el gobierno de México no lleve a cabo procedimientos de licitación de permisos para la distribución de gas natural, el crecimiento de las operaciones del Emisor estará limitado al crecimiento que pueda lograr dentro de las zonas geográficas a las que atiende conforme a sus Permisos actuales.

Adicionalmente, en el caso que el gobierno federal inicie procedimientos de licitación para el otorgamiento de permisos para la distribución de gas natural, dichos procedimientos son de naturaleza competitiva. No se puede garantizar que el Emisor sea exitoso en su participación en dichos procedimientos.

Los Permisos del Emisor pueden darse por terminados anticipadamente, en cuyo caso las operaciones del Emisor podrían verse reducidas.

Conforme a los términos de los Permisos, los mismos pueden darse por terminados anticipadamente por cualquiera de las siguientes razones:

- no ejerza los derechos que le confiere cada Permiso en lo individual, dentro de los 6 meses siguientes a la fecha de su otorgamiento;
- interrumpa sin causa justificada o sin la autorización de la CRE el servicio de distribución de gas natural en la zona geográfica de distribución que corresponda;
- realice prácticas indebidamente discriminatorias en perjuicio de los usuarios o viole los precios y tarifas que esté obligado a observar de conformidad con las disposiciones relativas a los precios y tarifas emitidas por la CRE;

- enajene y/o grave (en forma distinta a los gravámenes permitidos) el predio en forma independiente al sistema de distribución, o viceversa, y en cualquier caso sin la autorización de la CRE;
- la falta de entrega de un aviso a la CRE previo al otorgamiento de los gravámenes permitidos, los cuales consisten en gravámenes constituidos para garantizar las obligaciones o financiamientos directamente relacionados con la prestación del servicio de la distribución de gas natural en la zona geográfica que corresponda, así como deudas de la operación del sistema de distribución; y
- no cumpla con las disposiciones establecidas en el Permiso que corresponda y sus anexos, o con las normas oficiales mexicanas aplicables a la actividad de distribución permitida.

En el caso que se den por terminadas los Permisos, el Emisor deberá descontinuar sus operaciones de distribución de gas natural en las zonas geográficas cubiertas por dichos Permisos, lo que podría afectar los resultados operativos y financieros del Emisor.

Las operaciones del Emisor se encuentran altamente reguladas. Cambios en dicha regulación o regulación adicional podría generar costos relevantes al Emisor.

Una descripción de la legislación que es aplicable a las operaciones del Emisor se presenta en la sección “III. EL EMISOR - 2. Descripción del Negocio - 2.5. Legislación Aplicable y Situación Tributaria” del presente Prospecto. En el caso que dicha legislación se modifique o se implemente legislación adicional que establezcan requisitos de operación distintos o más onerosos para el Emisor, el Emisor podría estar obligado a realizar inversiones de capital para dar cumplimiento a los mismos o, en su caso, sujetarse a limitaciones en cuanto a su operación. Dichos gastos de capital o limitaciones podrían afectar la situación operativa y financiera del Emisor.

El Emisor controla sus operaciones a través de sistemas automatizados. Cualquier falla importante en el funcionamiento de dichos sistemas podría afectar la situación operativa del Emisor.

La recepción de gas natural de sus distribuidores, la distribución del mismo a través de su red de distribución y la entrega por el Emisor de dicho gas natural a sus clientes es regulada y controlada mediante sistemas automatizados. En el caso que dichos sistemas sufran fallas, las actividades del Emisor podrían verse afectadas, lo que podría resultar en efectos adversos a la situación operativa y financiera del Emisor.

El desarrollo y expansión de las redes de tubería subterránea de distribución de gas natural del Emisor dependen de permisos que otorgan autoridades federales, estatales y municipales.

El desarrollo y la expansión de las redes de tubería subterránea de distribución de gas natural del Emisor dependen de permisos y licencias que otorgan las autoridades federales, estatales y municipales. Cualquier negativa o retraso en la obtención de dichos permisos y licencias podría resultar en efectos adversos al Emisor.

Cierto juicio del que el Emisor es parte pudiera tener un efecto adverso significativo en el supuesto que se obtuviera una sentencia desfavorable.

En opinión de la administración, existen juicios y procedimientos de los que el Emisor es parte que, en caso de se obtuviera una sentencia desfavorable, no pudieran resultar en un efecto material adverso a la situación financiera o en el resultado de las operaciones del Emisor. Sin embargo existe un juicio administrativo relacionado con el cobro indebido por parte de la CRE de distintas cartas de crédito otorgadas por el Emisor para garantizar el cumplimiento de compromisos de cobertura de clientes e inversión al 5° año del otorgamiento del Permisos D.F., del Permiso Toluca, del Permiso Bajío, que en el supuesto que se obtuviera una sentencia desfavorable, pudiera afectar adversamente la situación financiera y operativa del Emisor.

3.2. Factores de Riesgo relacionados con México.

Situaciones económicas adversas en México podrían afectar los resultados operativos y situación financiera del Emisor

Las operaciones del Emisor se realizan con personas físicas o morales en México.

La economía mexicana ha presentado situaciones adversas en el pasado producto de acontecimientos internos o externos. En diciembre de 1994 y continuando durante 1995 se experimentó una fuerte devaluación del tipo de cambio que propició un incremento de las tasas de interés, una alta inflación, un deterioro del desarrollo económico impactando el poder adquisitivo de los consumidores e incrementando los niveles de desempleo. En respuesta a esta crisis el Gobierno Federal implantó un Programa de Reformas Económicas con el objetivo de estabilizar la situación económica del país, cuyas mejoras se dieron en los años 1996 y 1997. En 1998, producto de crisis en otras regiones del mundo como Asia, Europa Oriental y Sudamérica, la economía mexicana sufrió una desaceleración. En 2007 y 2008, producto de la crisis hipotecaria de E.U.A., se ha presentado un escenario de alta volatilidad de los mercados internacionales y locales. En octubre de 2008, la economía mexicana empezó a resentir los efectos de la crisis crediticia y de liquidez internacional, traducidos en una significativa devaluación del tipo de cambio. El Gobierno Federal implementó mecanismos para contener la devaluación del Peso y reactivar el mercado local. Durante 2009 el Gobierno Federal ha mantenido dichas políticas cambiarias, sin embargo, el Emisor no puede asegurar que dichas medidas por parte del gobierno sean efectivas para contrarrestar los efectos de la crisis global y tampoco se puede asegurar que dichos efectos y su duración puedan afectar de manera significativa a la economía mexicana repercutiendo en el incremento de la tasa de desempleo, un menor ingreso disponible del consumidor o mayores costos de financiamiento, entre otros factores que pueden afectar de manera significativa los resultados de operación y situación financiera del Emisor.

Una disminución en los niveles de empleo podría afectar adversamente los resultados operativos y situación financiera del Emisor

En caso que cambios en la situación económica, política o social trajeran como consecuencia una pérdida de empleos en el país, la capacidad de pago de los clientes del Emisor podría verse afectada al perder su fuente de ingreso, lo que a su vez podría generar una disminución en la cobranza del Emisor o en el ritmo de crecimiento de sus operaciones.

Los acontecimientos políticos en México podrían afectar los resultados operativos y situación financiera del Emisor

No puede asegurarse que la actual situación política o futuros acontecimientos políticos en México no tengan un impacto desfavorable en la situación financiera o los resultados de operación del Emisor. Igualmente, cambios significativos en la política económica podrían generar inestabilidad, lo cual resultaría en una situación desfavorable al Emisor y podría afectar los resultados operativos y financieros del mismo.

Cambios en el régimen fiscal aplicable al Emisor podrían ser adversos para el Emisor

La legislación tributaria en México sufre modificaciones constantemente, por lo que el Emisor no puede garantizar que el régimen fiscal que le es aplicable no sufra modificaciones en el futuro que pudiesen afectar sus resultados. En el caso de cambios a la legislación fiscal que incrementen la carga tributaria del Emisor, el mismo podría contar con menores recursos para pagar sus gastos operativos y deudas (incluyendo los Certificados Bursátiles).

Cambios en disposiciones gubernamentales podrían ser adversos para el Emisor

Cualquier cambio en las leyes o en las políticas y estrategias gubernamentales relacionado con los servicios y productos ofrecidos por el Emisor podría afectar su operación y el régimen jurídico al que está sujeto, pudiendo así afectar su negocio, situación financiera o resultados de operación. Asimismo, la falta de implementación o suspensión de programas de otorgamiento de permisos para la distribución de gas natural podría afectar las perspectivas de crecimiento del Emisor.

Los acontecimientos en otros países podrían afectar el precio de los Certificados Bursátiles

Al igual que el precio de los valores emitidos por empresas de otros mercados, el precio de mercado de los valores de emisoras mexicanas se ve afectado, en distinta medida, por las condiciones económicas y de mercado en otros países. Aún cuando la situación económica de dichos países puede ser distinta a la situación económica de México, las reacciones de los inversionistas ante los acontecimientos ocurridos en otros países pueden tener un efecto adverso sobre el precio de mercado de los valores emitidos por empresas mexicanas.

Además, existe una correlación entre la economía nacional y la economía de los E.U.A. que deriva del Tratado de Libre Comercio de América del Norte y el incremento en la actividad comercial y financiera entre ambos países. En consecuencia, la desaceleración de la economía de los E.U.A., ha tenido un efecto adverso significativo sobre la economía nacional. Los resultados del Emisor pudieran verse afectados como consecuencia indirecta de la desaceleración de la economía de los E.U.A. Adicionalmente, el valor de mercado de los Certificados Bursátiles podría disminuir como resultado de los acontecimientos ocurridos en otros mercados emergentes, en los E.U.A., o en otros países.

3.3. Factores de Riesgo Relacionados con los Certificados Bursátiles.

Mercado limitado para los Certificados Bursátiles

El mercado de Certificados Bursátiles es limitado. No se puede asegurar que exista mercado secundario para las Emisiones que se efectúen el amparo del Programa y no pueden tampoco estimarse las condiciones que puedan afectar al mercado de los Certificados Bursátiles en el futuro, ni la capacidad, ni condiciones en las cuales los Tenedores puedan en su caso enajenar los Certificados Bursátiles en el futuro. Los Certificados Bursátiles pueden en el futuro enajenarse a precios inferiores o superiores al precio al que fueron emitidos inicialmente dependiendo de diversos factores, incluyendo, entre otros, la situación financiera del Emisor, el comportamiento de las tasas de interés y la situación política y económica de México.

Los Tenedores de los Certificados Bursátiles no tendrán prelación alguna en caso de concurso mercantil del Emisor

Los Certificados Bursátiles constituirán obligaciones directas, incondicionales, no garantizadas y no subordinadas del Emisor.

Consecuentemente, los Tenedores serán considerados, en cuanto a su preferencia, en igualdad de circunstancias con todos los demás acreedores comunes del Emisor. Conforme a la Ley de Concursos Mercantiles, en caso de declaración de concurso mercantil o quiebra del Emisor, ciertos créditos en contra de la masa, incluyendo los créditos en favor de los trabajadores, los créditos en favor de acreedores singularmente privilegiados, los créditos con garantías reales, los créditos fiscales y los créditos a favor de acreedores con privilegio especial, tendrán preferencia sobre los créditos a favor de los acreedores comunes del Emisor, incluyendo los créditos resultantes de los Certificados Bursátiles. Así mismo, en caso de declaración de concurso mercantil o quiebra del Emisor, los créditos con garantía real tendrán preferencia (incluso con respecto a los Tenedores) hasta por el producto derivado de la ejecución de los bienes otorgados en garantía.

Conforme a la Ley de Concursos Mercantiles, para determinar la cuantía de las obligaciones del Emisor a partir de que se dicte la sentencia de declaración de concurso mercantil, si las obligaciones del Emisor se encuentran denominadas en Pesos deberán convertirse a UDIs (tomando en consideración el valor de la UDI en la fecha de declaración del concurso mercantil), y si las obligaciones se encuentran denominadas en UDIs, dichas obligaciones se mantendrán denominadas en dichas unidades. Las obligaciones del Emisor denominadas en Dólares u otras divisas se convertirán a Pesos (tomando en cuenta el tipo de cambio publicado por Banco de México) y posteriormente a UDIs conforme a lo descrito anteriormente. Así mismo, las obligaciones del Emisor (incluyendo sus obligaciones respecto de los Certificados), sin garantía real, dejarán de devengar intereses a partir de la fecha de declaración del concurso mercantil.

En el caso que los Certificados Bursátiles sean pagados con anterioridad a su vencimiento, los Tenedores podrán no encontrar una inversión equivalente.

El Programa contempla que cada Emisión que se realice al amparo del mismo tendrá sus propias características. En el caso que así se señale respecto de una Emisión, la misma podrá contemplar la posibilidad de ser amortizada anticipadamente y podrá también contemplar causas de vencimiento anticipado. En el supuesto en que una Emisión efectivamente sea amortizada anticipadamente voluntariamente o como resultado de un caso de vencimiento anticipado, los Tenedores que reciban el pago de sus Certificados Bursátiles podrían no encontrar alternativas de inversión con las mismas características que los Certificados Bursátiles (incluyendo tasas de interés y plazo).

La calificación crediticia de los Certificados Bursátiles puede estar sujeta a revisión.

Las calificaciones crediticias otorgadas con relación a los Certificados Bursátiles podrán estar sujetas a revisión por distintas circunstancias relacionadas con el Emisor, México u otros temas que en la opinión de las agencias calificadoras respectivas pueda tener incidencia sobre la posibilidad de pago de los mismos. Los inversionistas deberán evaluar cuidadosamente

cualquier consideración que se señale en las calificaciones correspondientes, las cuales se adjuntarán como un anexo a los Suplementos correspondientes.

3.4. Factores de Riesgo Relacionados con el Garante y el Contrato de Garantía

Factores de riesgo relativos al Garante

Incertidumbre del contexto macroeconómico

Durante los pasados meses, la economía y el sistema financiero global han experimentado un periodo de turbulencias significativas e incertidumbre, en particular una incertidumbre en los mercados financieros que comenzó en agosto de 2007 y que ha empeorado de forma sustancial desde septiembre de 2008. Esta incertidumbre ha impactado severamente en los niveles generales de liquidez, en la disponibilidad de crédito, así como en los términos y condiciones para disponer del mismo, lo que ha contribuido a incrementar la carga financiera de los hogares y clientes industriales de Gas Natural Fenosa, reduciendo su capacidad de compra y afectando negativamente a la demanda de los consumidores. Esta crisis del sistema financiero ha dado lugar a que los gobiernos de muchas economías desarrolladas hayan inyectado liquidez en el sistema financiero y hayan requerido (y participado en) la recapitalización del sector financiero con el fin de reducir el riesgo de incumplimiento de determinadas entidades importantes, intentar salvaguardar el flujo de crédito a las empresas y mostrar confianza al mercado.

A pesar de esta intervención, la volatilidad y el trastorno del sector financiero han continuado hasta alcanzar un nivel sin precedentes en la historia reciente. Esta incertidumbre del mercado ha estado también acompañada por tendencias de recesión en muchas economías alrededor del mundo, incluida la española. Hay una creciente preocupación por una profunda y prolongada recesión global. El deterioro continuado de la economía española y otras economías alrededor del mundo afecta de modo negativo a la confianza de las empresas y consumidores, las tendencias de desempleo, la situación del mercado de la vivienda y del sector inmobiliario, de los mercados de capitales, de deuda y de divisas, el riesgo de contraparte, la inflación, la disponibilidad y costo del crédito, los volúmenes inferiores de transacciones en mercados clave o la liquidez de los mercados financieros globales, lo que podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y los resultados de Gas Natural Fenosa.

Gas Natural Fenosa no puede predecir cuál será la tendencia del ciclo económico en los próximos años ni si se producirá un agravamiento aún mayor de la fase recesiva actual del ciclo económico global. Cualquier deterioro o prolongación de la situación económica actual de los mercados en los que opera Gas Natural Fenosa podría traducirse en una disminución en los ingresos de Gas Natural Fenosa y un aumento en los costos de financiación, que podrían provocar un impacto sustancial adverso en el negocio, los resultados y su situación financiera.

Estrategia de negocio

Dados los riesgos a los que está expuesto y las incertidumbres inherentes a su negocio, Gas Natural Fenosa no puede asegurar que pueda implementar con éxito su estrategia de negocio. En caso de que Gas Natural Fenosa no alcanzase sus objetivos estratégicos o los resultados inicialmente esperados, su negocio, su situación financiera y sus resultados podrían resultar adversamente afectados (tal vez de forma significativa). El alcance y cumplimiento de sus objetivos estratégicos están sometidos, entre otros factores de riesgo, a los siguientes:

- la falta de incremento del número de puntos de suministro en Europa y Latinoamérica, debido a la imposibilidad de Gas Natural Fenosa de aumentar la red de distribución;
- el no incremento del número de clientes debido a la falta de éxito de las campañas de marketing destinadas a los consumidores del mercado liberalizado; y
- la activación de las cláusulas take or pay de los contratos de aprovisionamiento, lo que implicaría la obligación de pagar por un volumen de gas superior a las necesidades de Gas Natural Fenosa.

Riesgo regulatorio

Los sectores de gas y electricidad están sujetos a un marco normativo que regula el suministro, la producción y el transporte de la energía. En especial, los negocios de distribución gasista y eléctrico responden a actividades reguladas en la mayor

parte de los países en los que Gas Natural Fenosa realiza dicha actividad. En el ejercicio 2010, la distribución de gas y eléctrica representaron un 40.9% y 21.4% respectivamente de los resultados de explotación.

La citada normativa legal aplicable está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes, así como a la aprobación de nueva normativa, por lo que pueden sufrir modificaciones que a su vez pueden incidir en los esquemas retributivos de las actividades reguladas, así como en los costos operativos, de capital, de materias primas e incentivos a la eficiencia, entre otras magnitudes. Todo esto podría afectar al retorno de las inversiones, negocio, beneficios, subvenciones y situación financiera de Gas Natural Fenosa.

Adicionalmente, dado el carácter regulado de parte de los sectores de gas y electricidad en los que opera Gas Natural Fenosa, algunas de las actividades de Gas Natural Fenosa están sujetas a la obtención de las correspondientes concesiones, licencias u otras autorizaciones administrativas que, con carácter general, son de larga duración. No obstante, una vez más, el retorno y el rendimiento de las inversiones en las jurisdicciones donde existen dichos contratos se encuentra condicionado a la obtención y mantenimiento de las correspondientes concesiones y autorizaciones administrativas a medio y largo plazo. En ciertos casos, dichas circunstancias sobrepasan la capacidad de gestión de Gas Natural Fenosa. Cualesquiera nuevas condiciones políticas, sociales o económicas en tales jurisdicciones podrían afectar la estabilidad de los mencionados contratos, concesiones, licencias u otras autorizaciones administrativas, lo que podría tener consecuencias imprevisibles sobre los planes de negocio de Gas Natural Fenosa, así como afectar adversamente la remuneración de las actividades reguladas (y, por tanto, el retorno de las inversiones) en dichos países.

Nivel de competitividad en la comercialización en los mercados gasista y eléctrico.

Gas Natural Fenosa opera en un entorno muy competitivo respecto a su posicionamiento en los mercados gasista y eléctrico en los diferentes países en que tiene presencia. En particular los procesos de liberalización de los mercados energéticos tanto en España como en los mercados relevantes han impactado negativamente en los niveles de precio energéticos así como en la cuota de mercado mantenida en la comercialización a cliente final, especialmente en el ámbito gasista. En este contexto cabe la posibilidad de que Gas Natural Fenosa siga perdiendo cuota de mercado debido a la presencia de nuevos comercializadores (como *Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures s.p.a. (Sonatrach)* o los demás partícipes en Medgaz) en España o de los ya existentes. Una nueva pérdida de cuota de mercado podría afectar de un modo adverso y significativo a la cifra de negocios de Gas Natural Fenosa.

Ejecución de desinversiones

El 11 de febrero de 2009, la CNC autorizó a Gas Natural SDG la adquisición de Unión Fenosa sujeta a ciertos compromisos presentados por Gas Natural SDG y aceptados por la CNC. El 17 de febrero de 2009, el Ministro Español de Economía y Hacienda resolvió no derivar este asunto al Consejo de Ministros y la autorización de la CNC fue definitiva y vinculante a dicha fecha. De acuerdo con esos compromisos, el Grupo debe, adicionalmente a ciertas desinversiones materiales hechas hasta la fecha, desinvertir 2,000 MW de potencia instalada en tecnología de ciclos combinados. En julio de 2010, Gas Natural Fenosa acordó la venta de 400 MW de la central de ciclo combinado (CCGT) de Plana del Vent a una empresa subsidiaria española del grupo suizo Alpiq. Este acuerdo incluyó el derecho de uso exclusivo y operación de un grupo de 400 MW adicional por un periodo de dos años, sobre el cual, al finalizar el periodo, podrá ejercer un derecho de compra. El pasado 1 de abril de 2011, tras lograr las autorizaciones pertinentes se materializó la venta de la central.

El 3 de febrero de 2011 la CNC publicó una nueva resolución sobre los compromisos de desinversión que asumió Gas Natural Fenosa en 2009 para la adquisición de Unión Fenosa, por parte de Gas Natural SDG. De esta forma, los activos pendientes de desinvertir en España, conforme al nuevo esquema aprobado por la CNC en lugar de los establecidos en el párrafo anterior son 1.600 MW en ciclos combinados y 300.000 puntos de suministro adicionales de distribución de gas en la zona de Madrid. En este sentido el 7 de febrero de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 300,00 puntos de suministro de gas natural en la zona de Madrid a una compañía del grupo Madrileña Red de Gas. El acuerdo se encuentra sujeto a la aprobación por parte de las autoridades regulatorias y de competencia, esperando su cumplimiento en la segunda mitad del año.

La venta de los activos requeridos está sujeta a revisión por la CNC y los compromisos pactados entre Gas Natural SDG y la CNC podrían ser recurridos por sus competidores o por terceras partes con intereses legítimos en este asunto. Gas Natural Fenosa no puede asegurar que será capaz de llevar a cabo todas las desinversiones requeridas en su totalidad o dentro de los plazos fijados o que, a pesar de haberse completado las desinversiones, éstas se hayan realizado en condiciones favorables. Cualquier fracaso en la venta de estos activos en los tiempos requeridos podría conllevar la imposición de multas (que podrían ser substanciales), la venta forzada de estos activos en un tiempo limitado y/o la imposición de otras obligaciones de

naturaleza regulatoria. Cualquier fracaso, o el fracaso en la venta de dichos activos en términos favorables, podrían conllevar un efecto material adverso en el negocio, perspectivas, condiciones financieras y resultados de las operaciones de Gas Natural Fenosa.

Las razones de las condiciones impuestas por la CNC y su expreso propósito son fomentar la competitividad efectiva en los mercados españoles de gas natural y electricidad. De acuerdo con esto, Gas Natural Fenosa podría afrontar un incremento de competitividad en estos mercados, y podría no tener éxito en el mantenimiento de todos aquellos clientes que no han sido transferidos como parte de las desinversiones requeridas. Cualquier pérdida de cuota de mercado en los mercados de gas natural y electricidad en España, mercados relevantes para Gas Natural Fenosa, podría tener un efecto material adverso en el negocio, perspectivas, condiciones financieras y resultados de las operaciones de Gas Natural Fenosa.

Riesgo Operacional

Las actividades de Gas Natural Fenosa están expuestas a distintos riesgos operativos, tales como averías en la red de distribución, en las instalaciones de generación de electricidad y en los buques metaneros, explosiones, emisiones contaminantes, vertidos tóxicos, incendios, condiciones meteorológicas adversas, incumplimientos contractuales, sabotajes o accidentes en la red de distribución de gas o activos de generación de electricidad, así como otros desperfectos y supuestos de fuerza mayor que podrían tener como resultado daños personales y/o materiales, deterioros de las instalaciones o propiedades de Gas Natural Fenosa o la destrucción de las mismas. Acontecimientos como éstos, u otros de similar naturaleza, son impredecibles y pueden causar interrupciones en el suministro de gas y la generación de electricidad. En este tipo de situaciones, a pesar de existir las pertinentes coberturas a través de la contratación de seguros de riesgos, como seguros ante potenciales pérdidas de beneficio y daños materiales, la situación financiera y los resultados de Gas Natural Fenosa pueden verse afectados en la medida en que las pérdidas que se produzcan no estén aseguradas, la cobertura sea insuficiente, o se generen pérdidas económicas como consecuencia de limitaciones de cobertura o evolución al alza de franquicias, así como por potenciales encarecimientos de las primas satisfechas al mercado asegurador.

Gas Natural Fenosa cuenta con contratos de suministro de gas a largo plazo y, en consecuencia, el suministro de gas está sujeto al riesgo de incumplimiento de las contrapartes contractuales. En caso de que Gas Natural Fenosa no obtenga un suministro de gas suficiente debido a la imposibilidad de la contraparte de suministrar las cantidades contractuales o a cualquier otra razón, Gas Natural Fenosa podría tener que buscar fuentes alternativas de gas para asegurar el suministro. Esto puede requerir realizar compras en el mercado 'spot' (un mercado no organizado orientado al trading de gas en el corto plazo, principalmente GNL), para cubrir su demanda. Dichas compras 'spot' podrían ofrecerse únicamente a precios superiores que los recogidos en los actuales contratos de suministro de largo plazo de los que Gas Natural Fenosa es parte, y este costo podría no ser recuperable bajo dichos contratos. Gas Natural Fenosa no puede asegurar que, en estas circunstancias, será capaz de adquirir el gas necesario para garantizar el suministro a sus clientes en términos razonables, u otros cualesquiera, y cualquier fallo en lograrlo podría tener un efecto negativo en su negocio, condiciones financieras y resultado de las operaciones.

Asimismo cabe mencionar que Gas Natural Fenosa podría ser objeto de reclamaciones de responsabilidad civil por lesiones personales y/o otros daños causados en el desarrollo ordinario de sus actividades. La interposición de dichas reclamaciones podría conllevar el pago de indemnizaciones con arreglo a la legislación aplicable en aquellos países en los que Gas Natural Fenosa opera, lo que podría dar lugar, en la medida en que las pólizas de seguros de responsabilidad civil contratadas no cubran el importe de dichas indemnizaciones, a un efecto material adverso en el negocio, perspectivas, situación financiera y sus resultados.

Riesgos relacionados con Litigios y Arbitrajes

Los sectores en los cuales Gas Natural Fenosa opera tienen litigios, como resultado de la volatilidad de los precios del crudo y por una mayor competitividad en el mercado liberalizado, entre otros factores, y Gas Natural Fenosa y sus subsidiarias están actualmente implicadas en procesos judiciales, arbitrajes y procedimientos regulatorios. Un resultado adverso en uno o más de estos procedimientos (incluyendo acuerdos extra-judiciales) podría tener un efecto material adverso en los negocios de Gas Natural Fenosa, condiciones financieras y resultados operativos.

Asimismo, dentro del Grupo Gas Natural Fenosa, pueden surgir en ocasiones reclamaciones de responsabilidad civil por daños causados como consecuencia de los incidentes que surjan en el curso ordinario de las operaciones del Grupo Gas Natural Fenosa. Este tipo de incidentes incluyen averías en la red de distribución de gas, explosiones de gas o daños causados por los buques metaneros del Grupo Gas Natural Fenosa que transportan GNL. Cualquier reclamación podría traducirse en el pago de daños y perjuicios por parte del Grupo Gas Natural Fenosa de conformidad con la legislación aplicable en los países

en los que Gas Natural Fenosa opera. Un resultado adverso respecto de una o más de las reclamaciones mencionadas, podría en la medida en que la indemnización por daños no esté cubierta por la política de responsabilidad civil del Grupo Gas Natural Fenosa, tener un efecto material adverso en la situación financiera del Grupo y los resultados operativos.

Para más detalle ver la sección “VI. EL GARANTE Y EL CONTRATO DE GARANTÍA – I. El Garante” de este Prospecto.

Riesgo de Precio de Crudo, Gas y Electricidad.

Una parte importante de los gastos operativos de Gas Natural Fenosa está vinculada a la compra de gas natural y de GNL para su comercialización en el mercado libre y suministro a mercados regulados. Igualmente sus plantas de ciclo combinado utilizan como combustible el gas natural. Aunque los precios que Gas Natural Fenosa aplica en la venta de gas a sus clientes se corresponden generalmente con los precios de mercado, en entornos de mucha volatilidad, las fluctuaciones de sus precios de venta pueden llegar a no reflejar de un modo proporcional las fluctuaciones del costo de la materia prima. Además de los costos asociados al negocio del gas, las subidas en los precios del gas natural podrían provocar un incremento de los costos de generación de electricidad, dado que las plantas de ciclo combinado de Gas Natural Fenosa utilizan como combustible el gas natural.

Los precios de las materias primas experimentan variaciones significativas, y por ello, no existe garantía alguna de que se mantenga en los niveles estimados. La media anual del precio del barril Brent en 2008 era de 97.26 dólares, disminuyendo un 36.6% durante el 2009 para alcanzar un precio medio de 61.67 dólares, repuntando durante 2010 hasta alcanzar un promedio de 79.50 dólares (fuente: BP Trading conditions update – “Crude oil and natural gas markets archive”). Los precios del gas natural también están influenciados por factores geográficos, incluyendo a título enunciativo pero no limitativo la creciente demanda de China e India y las incertidumbres sobre la oferta asociadas a la inestabilidad política en Oriente Próximo y Oriente Medio.

El negocio de Gas Natural Fenosa incluye, entre otras actividades, la venta al por mayor de gas natural a generadores eléctricos y a otros clientes. Con respecto a tales operaciones, los ingresos y resultados de Gas Natural Fenosa suelen depender en gran medida, de los precios de mercado imperantes en los mercados regionales en los que opera y en otros mercados competitivos. Como consecuencia, el negocio de venta al por mayor de gas natural está expuesto al riesgo de fluctuación de las materias primas y del precio de la electricidad.

Las variaciones en el precio de la materia prima podrían afectar de un modo adverso a los resultados de Gas Natural Fenosa, en la medida en que el aumento en los costos de generación no se recupere a través del precio de venta de la electricidad generada, o en general en el ámbito gasista no se consiga un grado de eficiencia en la gestión de la cartera comercial que permita la recuperación a través de la comercialización de las oscilaciones del escenario energético.

Riesgos de Volumen de Gas Natural

La mayor parte de las compras de gas natural y GNL se realizan a través de contratos a largo plazo, que incluyen cláusulas conforme a las cuales Gas Natural Fenosa tiene la obligación de comprar anualmente determinados volúmenes de gas (conocidas como cláusulas “take-or-pay”). Con arreglo a dichos contratos, a pesar de que Gas Natural Fenosa no necesite adquirir el volumen de gas comprometido para un momento determinado, estará obligado contractualmente a pagar la cantidad mínima comprometida de conformidad con las cláusulas “take-or-pay”. Los mencionados contratos contienen unos volúmenes de gas que se corresponden con las necesidades estimadas de Gas Natural Fenosa. No obstante, las necesidades reales pueden ser inferiores a las previstas en el momento de suscripción de los contratos. En caso de producirse variaciones significativas en tales estimaciones, Gas Natural Fenosa estará obligado a adquirir un mayor volumen de gas del que efectivamente necesita o, en su defecto, a pagar por la cantidad de gas mínima comprometida, con independencia de que no adquiera el exceso sobre sus necesidades, lo que podría afectar de un modo adverso y significativo a los costos operativos de Gas Natural Fenosa.

Exigencias Medioambientales

Gas Natural Fenosa y sus sociedades filiales están sometidas al estricto cumplimiento de normativa extensa en materia de protección ambiental que exige, entre otros aspectos, la elaboración de estudios de evaluación del impacto ambiental, la obtención de las pertinentes autorizaciones, licencias y permisos, así como el cumplimiento de determinados requisitos. Entre otros, Gas Natural Fenosa debe tener en cuenta los siguientes riesgos:

- que las autorizaciones y licencias ambientales podrían no ser otorgadas o ser revocadas por el incumplimiento de las condiciones que en ellas se impongan; y
- que el marco regulatorio o su interpretación por las autoridades podría sufrir modificaciones o cambios, lo que podría provocar un aumento de los costos o plazos para poder cumplir con el nuevo marco regulatorio.

En los últimos años, la legislación en materia de protección ambiental se ha hecho más restrictiva en los distintos países en los que Gas Natural Fenosa opera. Aunque Gas Natural Fenosa estima que ha realizado las actuaciones necesarias para cumplir con la legislación aplicable, la modificación y aplicación de la misma puede suponer la exigencia de inversiones significativas para su cumplimiento, puede aumentar el costo relativo a la puesta en funcionamiento de las plantas de ciclo combinado, así como afectar adversamente a los clientes industriales, que compran gas para sus negocios, lo que a su vez puede provocar un descenso del consumo de gas o electricidad.

Además, la normativa aplicable en materia ambiental limita la emisión de agentes contaminantes a la atmósfera procedentes de grandes instalaciones de combustión en España. En concreto, las previstas para el periodo 2008-2012 arrojan unas emisiones superiores a la cantidad de derechos asignados a Gas Natural Fenosa, por lo que en 2008 la Sociedad se vio obligada a realizar compras en el mercado correspondientes al déficit anual. En 2009, sin embargo, se produjo un pequeño superávit de derechos.

Gas Natural Fenosa no puede asegurar que en el futuro será capaz de adquirir derechos en el mercado, ni si las adquisiciones se efectuarán en términos satisfactorios para la Sociedad. Gas Natural Fenosa está expuesta a fluctuaciones en el precio de los derechos de emisión. Además, en caso de que no resulte posible la adquisición de la totalidad de derechos necesarios para satisfacer el déficit anual, ello podría tener como consecuencia la imposición de sanciones por tonelada de exceso de CO₂.

Por otro lado, de conformidad con lo establecido por el Real Decreto-Ley 11/2007 (para el período 2008-2012), las empresas generadoras de electricidad deben ingresar, para compensar el déficit tarifario, un importe sustancialmente equivalente al valor de los derechos de emisión de CO₂ recibidos gratuitamente en los correspondientes ejercicios.

De materializarse cualquiera de los anteriores riesgos, podrían tener un efecto materialmente adverso en el negocio, las perspectivas, los resultados y la situación financiera del Grupo.

Riesgos de tipo de cambio y tasas de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos financieros que devengan una tasa de interés fijo, así como los flujos de efectivo de los activos y pasivos financieros referenciados a una tasa de interés variable, por lo que afectan tanto al patrimonio como al resultado respectivamente. A 31 de diciembre de 2010, considerando el impacto de los derivados financieros, la deuda a tasa fija supone el 66% de la deuda total del Grupo, siendo el restante 34% deuda a tipo variable. La deuda a tipo variable de Gas Natural Fenosa está sujeta a la aplicación de las tasas de interés, y podría verse afectada principalmente por las fluctuaciones en el Europe Interbank Offered Rate (EURIBOR), el London Interbank Offered Rate (LIBOR) y las tasas de referencia en Argentina, Brasil, Colombia y México.

Por otro lado, Gas Natural Fenosa está expuesta a los riesgos ligados a las variaciones en los tipos de cambio de divisas. Dichas variaciones pueden afectar, entre otras cosas, a la deuda de Gas Natural Fenosa denominada en moneda distinta al euro, a las operaciones que Gas Natural Fenosa realiza en otras divisas que generan ingresos denominados en otras divisas, así como al contravalor de los flujos de efectivo asociados a compraventas de materias primas denominados en moneda distinta al euro. Las fluctuaciones en el tipo de cambio entre el euro y el dólar estadounidense, la divisa en la que las compras de gas realizadas por Gas Natural Fenosa están denominadas o a la que están referenciadas, pueden afectar también a los resultados y situación financiera de Gas Natural Fenosa.

A pesar de que Gas Natural Fenosa lleva a cabo políticas pro-activas de gestión de los anteriores riesgos con el objeto de minimizar su impacto en sus resultados, en algunos casos, estas políticas pueden resultar ineficaces para mitigar los efectos adversos inherentes a las fluctuaciones de las tasas de interés y en los tipos de cambio, pudiendo afectar de forma adversa y significativa a los resultados y situación financiera de Gas Natural Fenosa.

La divisa diferente del euro en que más opera Gas Natural Fenosa es el dólar estadounidense. La sensibilidad del resultado y del patrimonio (ajustes por cambios de valor) de Gas Natural Fenosa a una variación del 5% (incremento y decremento) del tipo de cambio del dólar frente al euro es la siguiente:

		2010	2009
Efecto en el resultado antes de impuestos	+5%	0	3
	- 5%	0	(3)
Efecto en el patrimonio antes de impuestos	+5%	11	33
	- 5%	(12)	(36)

Construcción y desarrollo de nuevas infraestructuras

La construcción y desarrollo de nuevas infraestructuras de distribución y suministro de Gas Natural Fenosa y electricidad, la exploración, producción y venta de GNL, así como los proyectos de generación de electricidad, pueden tener un alto grado de complejidad y requerir periodos amplios de tiempo para su ejecución. Cualquier incremento de costos, cancelación o retraso en la ejecución de los proyectos de Gas Natural Fenosa en fase de desarrollo podría tener un efecto material adverso en sus negocios, perspectivas, condiciones financieras y resultados operativos. En particular, si Gas Natural Fenosa fuera incapaz de finalizar los proyectos en desarrollo, no sería capaz de recuperar los costos incurridos y la rentabilidad se podría ver afectada de manera adversa.

Impacto de las condiciones meteorológicas

La demanda de electricidad y de gas natural está ligada al clima. Una parte importante del consumo de gas durante los meses de invierno depende de la producción de electricidad y de su uso como calefacción, mientras que durante los meses de verano el consumo depende de la producción de electricidad destinada a las instalaciones de aire acondicionado, fundamentalmente. Los ingresos y resultados de Gas Natural Fenosa derivados de las actividades de distribución y comercialización de gas natural podrían verse afectados de forma adversa en el caso de que se produjesen otoños templados o inviernos menos fríos. Igualmente la demanda de electricidad podría descender si se producen veranos menos calurosos debido a una menor demanda de aire acondicionado. Todo ello afectaría de un modo adverso y significativo a los ingresos vinculados a la actividad de generación, distribución de electricidad y comercialización de gas de Gas Natural Fenosa.

Asimismo, el nivel de ocupación de las plantas de generación hidroeléctrica dependen del nivel de precipitaciones en donde se encuentren dichas instalaciones, pudiéndose ver afectado en épocas de baja hidraulicidad.

Desarrollo del negocio eléctrico de Gas Natural Fenosa

Los nuevos proyectos de Gas Natural Fenosa en el sector eléctrico están sometidos a diferentes factores que van más allá del control de Gas Natural Fenosa, entre los cuales, cabe mencionar:

- incrementos en el costo de generación, incluyendo los incrementos en el precio del combustible;
- pérdida de competitividad con otras tecnologías, por incremento relativo del costo de generación con gas natural;
- una posible disminución de la tasa de crecimiento de consumo de electricidad debido a distintos factores, tales como condiciones económicas o la implementación de programas de ahorro de energía;
- riesgos inherentes a la operación y mantenimiento de las plantas de generación;
- la creciente volatilidad de los precios causada por la liberalización del sector y por los cambios en el mercado;
- una situación de sobre-capacidad de generación en los mercados en los que Gas Natural Fenosa es propietario de plantas de generación o tiene una participación en las mismas;
- imposición de eventuales condiciones por parte de las autoridades regulatorias en los mercados donde Gas Natural Fenosa actúa; y
- la aparición de fuentes energéticas alternativas debido a las nuevas tecnologías y al creciente interés por las energías renovables y la cogeneración.

Exposición en Latinoamérica

Una parte importante del resultado operativo de Gas Natural Fenosa es generado por sus filiales latinoamericanas. Las operaciones en Latinoamérica están expuestas a diferentes riesgos inherentes a la inversión en la región. Entre los factores de riesgo ligados a la inversión y negocio en Latinoamérica, cabe mencionar los siguientes:

- importante influencia en la economía por parte de los gobiernos locales;
- significativa fluctuación en la tasa de crecimiento económico;
- altos niveles de inflación;
- devaluación, depreciación o sobrevaloración de las divisas locales;
- controles o restricciones relativos a la repatriación de ganancias;
- entorno cambiante de los tipos de interés;
- cambios en las políticas financieras, económicas y fiscales;
- cambios inesperados en los marcos regulatorios;
- tensiones sociales; e
- inestabilidad política y macroeconómica.

Algunos de estos riesgos se han materializado en ocasiones diversas en las dos últimas décadas en los países más importantes de Latinoamérica y podrían producirse en el futuro.

Gas Natural Fenosa no puede predecir la forma en que afectaría cualquier empeoramiento futuro de la situación política y económica de Latinoamérica, o cualquier otro cambio en la legislación o normativa en los países en que opera.

Endeudamiento

La adquisición de Unión Fenosa tuvo un impacto significativo en el nivel de endeudamiento de Gas Natural Fenosa, tanto por el préstamo sindicado de 18,260 millones de euros utilizado para financiar la adquisición como por la consolidación de la deuda de los estados financieros de Unión Fenosa. El préstamo de adquisición ha sido reemplazado por emisiones en el mercado de capitales, 7.550 millones de euros a la fecha de este prospecto, y por un nuevo préstamo sindicado de 4.000 millones de euros con 18 entidades bancarias, entre otras nuevas operaciones de financiación. A 31 de diciembre de 2010 el Grupo tiene un ratio de apalancamiento del 59,6% y una deuda neta de 19,102 millones de euros. Como resultado, el control y la reducción del nivel de deuda se ha convertido en uno de los factores principales para la dirección de Gas Natural Fenosa. Las principales medidas adoptadas a este respecto incluyen:

- control de inversiones y otros pagos para maximizar la eficiencia en el uso de los recursos;
- hacer especial incidencia en las desinversión de activos no estratégicos (adicionalmente a aquellas desinversiones requeridas por la CNC);
- reestructurar la deuda de Gas Natural Fenosa en términos y condiciones razonables, considerando la rentabilidad y el plazo de la inversiones del Grupo;
- llevar a cabo políticas prudentes de liquidez mediante el mantenimiento de suficiente efectivo y activos realizables y la disponibilidad de fondos de importe adecuado para cubrir las obligaciones de crédito; y
- asegurar que las tasas de interés se sitúan a un nivel razonable y su compatibilidad con el flujo de caja generado por Gas Natural Fenosa.

A pesar de estas medidas, Gas Natural Fenosa no puede asegurar que en una situación especialmente adversa de los mercados financieros sea capaz de hacer frente a los intereses y al repago de las obligaciones de su deuda existente, que tendrá los fondos disponibles suficientes para financiar su fondo de maniobra y su futuros negocios y actividades, o que, en caso de ser requerida, fuera posible disponer de financiación adicional.

Restricciones en la repatriación de ganancias obtenidas por filiales extranjeras

Cualquier pago de dividendos, préstamos o retribuciones a Gas Natural Fenosa efectuado por cualquiera de sus filiales extranjeras puede estar sujeto a restricciones o exacciones con arreglo a la normativa local aplicable. Igualmente tales pagos están sujetos al cumplimiento de la normativa de transacciones exteriores y de control de cambios vigente en las jurisdicciones de las filiales. Además, se hace constar que algunos de los préstamos otorgados a las filiales en Latinoamérica contienen limitaciones a la distribución de dividendos por parte de las sociedades filiales latinoamericanas de Gas Natural Fenosa, restringiendo la capacidad de Gas Natural Fenosa de repatriación de las ganancias obtenidas por sus filiales extranjeras.

Si Gas Natural Fenosa no es capaz de repatriar los beneficios generados por sus filiales, su capacidad para pagar dividendos o reinvertir beneficios se podría ver afectada de un modo negativo.

El Contrato de Garantía de los Certificados Bursátiles se encuentra regulado por leyes extranjeras y su ejecución debe realizarse en tribunales extranjeros

El Contrato de Garantía que ha otorgado el Garante, se constituye mediante un instrumento denominado Contrato de Garantía, el cual estará regido por la ley del Reino de España. Conforme a dicho instrumento, el Garante se somete a la jurisdicción de los tribunales y juzgados ubicados en la Ciudad de Barcelona; por consiguiente, cualquier procedimiento legal relacionado con la ejecución de dicho Contrato de Garantía deberá iniciarse ante dichos tribunales y siguiendo las normas sustantivas y procesales del Reino de España. Para una descripción completa de dicho Contrato de Garantía, ver la sección “VI. EL GARANTE Y EL CONTRATO DE GARANTÍA” del presente Prospecto.

En el supuesto que el Garante no realice los pagos que le sean requeridos conforme a los términos del Contrato de Garantía, los Tenedores podrán demandar el pago respectivo ejerciendo las acciones aplicables bajo las leyes del Reino de España ante los tribunales y juzgados ubicados en la ciudad de Barcelona.

Asimismo, la mayoría de los activos y negocios del Garante se encuentran ubicados fuera de México (incluyendo en España, Italia y América del Sur), por lo que en su caso, cualquier ejecución de los bienes respectivos debería de realizarse en las mencionadas jurisdicciones y conforme a las reglas procesales correspondientes.

De igual manera, en caso de insolvencia o quiebra del Garante, las reclamaciones de los Tenedores conforme al Contrato de Garantía estarán sujetas a la preferencia que establezcan las leyes aplicables del Reino de España.

Las cuentas anuales consolidadas del Garante han sido preparadas con base en las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea.

Las cuentas anuales del Garante han sido preparadas de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (*International Financial Reporting Standards, as adopted by European Union (IFRS-UE)*) y no han sido ajustadas de manera alguna para adaptarse a los principios contables generalmente aceptados en México, por lo que no son comparables con los mismos.

Información sobre Proyecciones y Riesgos Asociados

La información que no tiene el carácter de información histórica que se incluye en este Prospecto, refleja las perspectivas del Emisor en relación con acontecimientos futuros, y puede contener información sobre resultados financieros, situaciones económicas, tendencias y hechos inciertos. Las expresiones “cree”, “espera”, “estima”, “considera”, “planea”, “busca” y otras expresiones similares, indican dichas proyecciones o estimaciones. Al evaluar dichas proyecciones o estimaciones, el Tenedor potencial deberá tomar en cuenta los factores descritos en esta sección y otras advertencias contenidas en este Prospecto y, en su caso, en el Suplemento respectivo. Dichos factores de riesgo, proyecciones y estimaciones describen las circunstancias que podrían ocasionar que los resultados reales difieran significativamente de los esperados.

El presente Prospecto incluye ciertas declaraciones sobre el futuro. Estas declaraciones aparecen en diferentes partes del Prospecto y se refieren a la intención, la opinión o las expectativas actuales con respecto a los planes futuros y a las tendencias económicas y del mercado que afecten la situación financiera y los resultados de las operaciones del Emisor. Estas declaraciones no deben ser interpretadas como una garantía de rendimiento futuro e implican riesgos e incertidumbre, y los resultados reales pueden diferir de aquellos expresados en tales declaraciones por distintos factores. La información contenida en este Prospecto, incluyendo, entre otras, las secciones “Factores de Riesgo” y “Comentarios y Análisis de la Administración sobre los Resultados de Operación y Situación Financiera del Emisor”, identifican algunas circunstancias importantes que podrían causar tales diferencias. Se advierte a los posibles Tenedores que tomen estas declaraciones de expectativas con las reservas del caso, ya que sólo se fundamentan en lo ocurrido hasta la fecha del presente Prospecto. El Emisor no está obligado a divulgar públicamente el resultado de la revisión de las declaraciones de expectativas para reflejar sucesos o circunstancias posteriores a la fecha de este Prospecto, excepto por los eventos relevantes y la información periódica, que está obligado a divulgar al mercado conforme a las disposiciones legales aplicables.

4. OTROS VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES

El Emisor no cuenta con otros valores inscritos en el RNV.

Una vez que el Programa sea aprobado, en los términos de la LMV y la Circular Única, el Emisor y el Garante estarán obligados a presentar a la CNBV y a la BMV, información financiera periódica (incluyendo estados financieros auditados y estados financieros intermedios) así como reportes periódicos en los términos ahí establecidos. Adicionalmente, el Emisor y el Garante tendrán la obligación de presentar cierta información adicional (incluyendo información legal) así como informes sobre eventos relevantes.

5. DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO

La documentación presentada por el Emisor a la CNBV y a la BMV a efecto de obtener la inscripción de los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa en el RNV, así como la autorización de oferta pública de los mismos y su listado en la BMV, puede ser consultada en la BMV, en sus oficinas o en su página de internet www.bmv.com.mx y en la página de internet de la CNBV en la siguiente dirección www.cnbv.gob.mx.

Copias de dicha documentación podrán obtenerse a petición de cualquier inversionista mediante una solicitud a la Dirección de Económico Financiero del Emisor, en sus oficinas ubicadas en Jaime Balmes número 8, piso 7, interior 704, Col. Los Morales Polanco, C.P. 11510, México, D.F., o al teléfono (55) 5279 2400, a la atención de Rodrigo Norbey Meléndez Bernal, o a través del correo electrónico inversionistas@gasnatural.com.

Para mayor información acerca del Emisor y del Garante, se puede consultar sus páginas de internet en www.gasnaturalmexico.com y www.gasnatural.com, en el entendido de que dichas páginas de internet no son parte del presente Prospecto.

El Emisor ha transcrito en este Prospecto diversa información que ha sido preparada por la SENER, CRE, INEGI y Banco de México, u otras fuentes. El Emisor no ha verificado que dicha información o los métodos para prepararla sean correctos, precisos o no omitan datos relevantes.

II. EL PROGRAMA

1. CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA

Descripción del Programa

El Programa a que se refiere el presente Prospecto permitirá la realización de varias Emisiones de Certificados Bursátiles, con diferentes características. El precio de emisión, el monto total de cada Emisión, la denominación de la Emisión, el valor nominal, la fecha de emisión y liquidación, el plazo, la fecha de vencimiento, la tasa de interés aplicable y la forma de calcularla (en su caso) y la periodicidad de pago de interés o la tasa de descuento correspondiente, entre otras características de los Certificados Bursátiles de cada Emisión, serán acordados por el Emisor con el o los intermediarios colocadores respectivos en el momento de dicha Emisión. El Emisor podrá emitir, ofrecer y colocar una o más series de Certificados Bursátiles al amparo del presente Programa, de manera simultánea o sucesiva, hasta por el monto total autorizado del Programa. Los Certificados Bursátiles podrán denominarse en Pesos o UDIs. Conforme al Programa, el Emisor podrá realizar una o varias Emisiones de Certificados Bursátiles hasta por el Monto Total Autorizado del Programa.

Monto Total Autorizado del Programa con carácter Revolvente

\$10,000,000,000.00. El Programa tiene el carácter revolvente. Mientras el Programa continúe vigente, podrán realizarse tantas Emisiones como sean determinadas por el Emisor, siempre que el valor de los Certificados Bursátiles en circulación no rebase el monto total del mismo, en el entendido que, tratándose de Emisiones denominadas en UDIs, el saldo de principal relativo a dichas Emisiones se determinará considerando la equivalencia en Pesos de la UDI en la fecha de la Emisión correspondiente.

Tipo de Instrumento

Se pretende emitir al amparo del Programa Certificados Bursátiles con las características que se describan en el Suplemento respectivo. Las características de los Certificados Bursátiles dependerán de las necesidades del Emisor y de los potenciales Tenedores, así como de aspectos coyunturales del propio mercado.

Vigencia del Programa

El Programa tendrá una duración de 5 años contados a partir de la fecha de la autorización emitida por la CNBV.

Monto por Emisión

El importe de cada una de las Emisiones que se realicen al amparo del Programa será determinado de conformidad con lo que se establezca oportunamente en cada Suplemento, sin que exceda el monto máximo autorizado bajo el Programa.

Valor Nominal de los Certificados Bursátiles

El valor nominal de los Certificados Bursátiles se determinará para cada Emisión, en el entendido que será de \$100.00 o de 100 UDIs o sus múltiplos.

Plazo

Cada Emisión de Certificados Bursátiles al amparo del Programa tendrá un plazo de vencimiento específico, en el entendido que no podrá ser menor a 1 año ni mayor a 30 años contados a partir de la fecha de emisión correspondiente.

Fecha de Emisión y Fecha de Liquidación

La fecha de emisión y liquidación de los Certificados Bursátiles serán determinadas para cada Emisión.

Tasa de Interés o de Descuento

Los Certificados Bursátiles podrán devengar intereses desde la fecha de su emisión y en tanto no sean amortizados en su totalidad. La tasa a la que devenguen intereses los Certificados Bursátiles podrá ser fija o variable y el mecanismo para su determinación y cálculo (incluyendo el primer pago de intereses) se fijarán para cada Emisión. Asimismo, los Certificados

Bursátiles podrán emitirse a tasa de descuento. La tasa de descuento que en su caso sea aplicable se establecerá para cada Emisión.

Fecha de Pago de Intereses

Los intereses devengados por los Certificados Bursátiles serán pagados con la periodicidad que se determine para cada Emisión.

Lugar y Forma de Pago de Principal e Intereses

El principal y los intereses devengados respecto de los Certificados Bursátiles se pagarán el día de su vencimiento o fecha de pago, mediante transferencia electrónica, en el domicilio de Indeval ubicado en Paseo de la Reforma No. 255, tercer piso, Colonia Cuauhtémoc, C.P. 06500, México, D.F. o, en caso de mora, en las oficinas del Emisor ubicadas en Jaime Balmes número 8, piso 7, interior 704, Col. Los Morales Polanco, C.P. 11510, México, D.F.

Amortización

La amortización de los Certificados Bursátiles se llevará a cabo de la manera que se determine para cada Emisión, pudiendo amortizarse mediante un sólo pago o, mediante amortizaciones sucesivas.

Amortización Anticipada

Los Certificados Bursátiles podrán contener disposiciones relativas a su amortización anticipada voluntaria, según se determine para cada Emisión.

Obligaciones del Emisor, del Garante y Casos de Vencimiento Anticipado

Los Certificados Bursátiles podrán contener obligaciones de hacer y/o de no hacer del Emisor y del Garante, así como causas de vencimiento anticipado, según se determine para cada Emisión.

Contrato de Garantía

Los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa contarán con una garantía irrevocable e incondicional del Garante. El Contrato de Garantía constituirá la garantía a favor de los Tenedores y estará a disposición de los mismos con el Representante Común. En el caso de que adicionalmente se otorgue otra garantía, la misma se especificará respecto de cada Emisión.

Para una descripción de los términos del Contrato de Garantía, ver la sección “VI. EL GARANTE Y EL CONTRATO DE GARANTÍA” del presente Prospecto.

Calificaciones otorgadas a los Certificados Bursátiles

Cada Emisión será calificada por una o más agencias calificadoras debidamente autorizadas para operar en México.

Depositario

Indeval.

Posibles Adquirentes

Personas físicas y morales cuando, en su caso, su régimen de inversión lo permita.

Aumento en el Número de Certificados Bursátiles correspondientes a una Emisión

El Emisor tendrá el derecho de emitir y ofrecer públicamente Certificados Bursátiles adicionales a los Certificados Bursátiles emitidos originalmente al amparo de una misma Emisión. Dichos Certificados adicionales tendrán las mismas características que los Certificados Bursátiles originales de dicha Emisión (con excepción de la fecha de emisión y, en su caso el primer

periodo de intereses) y se considerarán parte de la misma Emisión. El Emisor no requerirá de autorización de los Tenedores de los Certificados Bursátiles originalmente emitidos para realizar la emisión de los Certificados Bursátiles adicionales.

Régimen Fiscal

La tasa de retención aplicable en la fecha de este Prospecto, respecto de los intereses pagados conforme a los Certificados Bursátiles se encuentra sujeta (i) para las personas físicas o morales residentes en México para efectos fiscales, a lo previsto en los artículos 58, 160 y demás aplicables de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente; y (ii) para las personas físicas y morales residentes en el extranjero para efectos fiscales, a lo previsto en los artículos 179, 195 y demás aplicables de la Ley del Impuesto Sobre la Renta vigente. Los posibles adquirentes de los Certificados Bursátiles deberán consultar con sus asesores las consecuencias fiscales resultantes de su inversión en los Certificados Bursátiles, incluyendo la aplicación de reglas específicas respecto a su situación particular. El régimen fiscal vigente podrá modificarse a lo largo de la duración del Programa y a lo largo de la vigencia de las Emisiones realizadas al amparo del mismo.

Intermediario Colocador

Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer actuará como intermediario colocador respecto del establecimiento del Programa. En las Emisiones que se realicen al amparo del Programa, dicho intermediario y/o, de ser el caso, otras casas de bolsa podrán actuar como Intermediarios Colocadores respecto de Emisiones al amparo del Programa, según sea determinado por el Emisor.

Representante Común

Monex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Monex Grupo Financiero, actuará como representante común de los Tenedores, en el entendido que, para cualquier Emisión al amparo de este Programa se podrá designar a otro representante común, lo cual será informado en el Suplemento correspondiente.

Recursos Netos

Los recursos netos que se obtengan como resultado de cada Emisión se describirán en el Suplemento correspondiente.

Autorización de la CNBV

La CNBV, mediante oficio No. 153/30741/2011 de fecha 2 de mayo de 2011 autorizó el Programa y la inscripción de los Certificados Bursátiles que se emitan conforme al mismo en el RNV.

La inscripción en el RNV no implica certificación sobre la bondad de los valores, la solvencia del Emisor o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en el presente Prospecto, ni convalida los actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención a las leyes aplicables.

Aprobación del Emisor y del Garante

Mediante asamblea extraordinaria de accionistas del Emisor, celebrada el 31 de enero de 2011, los accionistas del Emisor aprobaron el establecimiento del Programa y la realización de Emisiones al amparo del mismo.

El Garante, mediante sesión de su consejo de administración de fecha 25 de febrero de 2011 aprobó la suscripción del Contrato de Garantía.

Legislación y Jurisdicción

Los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa serán regidos e interpretados conforme a la legislación mexicana correspondiente. En su caso, cualquier controversia relacionada con los Certificados Bursátiles deberá presentarse ante los tribunales competentes ubicados en la ciudad de México, Distrito Federal.

La legislación y jurisdicción que rigen el Contrato de Garantía se describen en la sección "VI. EL GARANTE Y EL CONTRATO DE GARANTÍA" del presente Prospecto.

Suplementos

Las características de los Certificados Bursátiles que se emitan en cada Emisión al amparo del presente Programa, incluyendo sin limitar, el monto a emitir, la denominación, el valor nominal, la fecha de emisión y liquidación, el plazo, la tasa de interés, periodicidad, fecha de vencimiento, estarán contenidas en cada uno de los Suplementos respectivos.

Modalidades de los Certificados Bursátiles

Los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del presente Programa podrán estar denominados en Pesos o UDIs según se señale en el Suplemento correspondiente.

2. DESTINO DE LOS FONDOS

Los fondos netos producto de cada una de las Emisiones podrán ser utilizados por el Emisor para satisfacer sus necesidades operativas, incluyendo inversiones de capital, gastos administrativos, refinanciamiento, entre otras. En el caso de que los recursos derivados de cualquier Emisión de Certificados Bursátiles deban ser utilizados para una finalidad específica, dicha finalidad será descrita en el Suplemento respectivo.

3. PLAN DE DISTRIBUCIÓN

El Programa contempla la participación de Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer como intermediario colocador respecto a las Emisiones a ser realizadas al amparo del Programa. Dicho intermediario y/o, de ser el caso, otras casas de bolsa podrán actuar como intermediarios colocadores respecto de Emisiones al amparo del Programa. Dichas casas de bolsa actuarán como intermediarios colocadores y ofrecerán los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa bajo la modalidad de mejores esfuerzos o toma en firme, según se contemple en el contrato de colocación respectivo. En caso de ser necesario, el o los intermediarios colocadores respectivos celebrarán contratos de subcolocación con otras casas de bolsa para formar un sindicato colocador de los Certificados Bursátiles que se emitan en cada una de las posibles Emisiones conforme al Programa. Para cada Emisión, los intermediarios colocadores celebrarán un contrato de colocación con el Emisor.

Los Certificados Bursátiles emitidos al amparo del Programa serán colocados por el o los intermediarios colocadores respectivos conforme a un plan de distribución que tendrá como objetivo primordial, tener acceso a una base diversa de inversionistas. La distribución podrá realizarse con inversionistas representativos del mercado institucional mexicano, integrado principalmente por compañías de seguros, sociedades de inversión especializadas en fondos de ahorro para el retiro, sociedades de inversión y fondos de pensiones y jubilaciones de personal o de primas de antigüedad. Asimismo, y dependiendo de las condiciones del mercado, los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa, también podrán colocarse con otros inversionistas, tales como inversionistas considerados como de banca patrimonial e inversionistas extranjeros participantes en el mercado mexicano.

Para efectuar colocaciones de Certificados Bursátiles, el Emisor podrá, junto con el o los intermediarios colocadores respectivos, realizar uno o varios encuentros bursátiles con inversionistas potenciales, contactar por vía telefónica a dichos inversionistas y, en algunos casos, sostener reuniones separadas con esos inversionistas.

Los Certificados Bursátiles se colocarán a través de oferta pública utilizando el método de asignación directa o mediante un proceso de subasta, según se determine para cada Emisión. Los términos y la forma de colocar los Certificados Bursátiles respectivos se darán a conocer a través del Suplemento respectivo. Tratándose de Emisiones colocadas a través de subasta, las bases de subasta respectivas utilizadas por los intermediarios colocadores respectivos deberán de haber sido aprobadas por la CNBV y podrán ser consultadas en la página de internet de la BMV.

Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer mantiene y cualquier otro intermediario podrá mantener relaciones de negocios con el Emisor y sus empresas afiliadas y prestarle diversos servicios financieros periódicamente, a cambio de contraprestaciones en términos de mercado (incluyendo las que recibirán por los servicios prestados como intermediarios colocadores, por la colocación de los Certificados Bursátiles). Salvo que se indique lo contrario respecto de una Emisión, se considera que la eventual actuación de los intermediarios colocadores en las Emisiones que se realicen al amparo del Programa no representará ni resultará en conflicto de interés alguno.

Cualquier persona que así lo desee y que cumpla con los lineamientos establecidos en el Suplemento correspondiente podrá participar en adquirir Certificados Bursátiles en igualdad de condiciones que los demás inversionistas para adquirir los Certificados Bursátiles, siempre y cuando su régimen legal o de inversión lo permita.

Cada Suplemento contendrá mayor detalle respecto del mecanismo de colocación que corresponda a cada Emisión que se realice al amparo del Programa.

4. GASTOS RELACIONADOS CON EL PROGRAMA

Los gastos aproximados relacionados con el establecimiento del Programa se detallan a continuación. Los montos descritos incluyen (salvo por los conceptos mencionados en el punto 1 de la tabla siguiente) el impuesto al valor agregado correspondiente:

1. Derechos por estudio y trámite de la CNBV	\$15,708.00
2. Costo por estudio y trámite de la BMV	\$17,002.11
3. Honorarios de los auditores	\$957,000.00
4. Honorarios de los asesores legales	\$928,000.00
5. Honorarios del Representante Común	\$50,000.00
Total	<u>\$1,967,710.11</u>

Los gastos antes mencionados serán pagados por el Emisor de manera directa.

Los gastos en que se incurran por cada Emisión que se realice al amparo del Programa se describirán en el Suplemento correspondiente.

5. ESTRUCTURA DE CAPITAL CONSIDERANDO EL PROGRAMA

Por tratarse de un Programa con duración de 5 años, y en virtud de no poder prever la frecuencia o los montos de las Emisiones que serán realizadas al amparo del Programa, no se presentan los ajustes al balance del Emisor que resultarán de cualquier Emisión conforme al Programa.

La estructura de pasivos y capital del Emisor y el efecto que con relación a la misma produzca cada Emisión será descrita en el Suplemento respectivo.

A continuación se presenta la estructura de capital del Emisor al 31 de marzo de 2011.

<u>GAS NATURAL MÉXICO, S.A. DE C.V. Y SUBSIDIARIAS</u>		
<u>PASIVO Y CAPITAL CONTABLE</u>		
(cifras expresadas en miles de Pesos)		
		al 31 de marzo de 2011
Pasivo		
Vencimiento circulante de los documentos por pagar a bancos sin garantía específica		
Vencimiento circulante de los documentos por pagar a bancos con garantía específica		4,284,359
Vencimientos Bursátiles		
Proveedores		1,315,924
Cuentas por pagar y pasivos acumulados		
Provisiones		
Impuesto a la utilidad		1,238,483
Participación de los trabajadores en la utilidad		
Partes relacionadas		123,480
Ingresos diferidos		88,654
Anticipos de clientes		
	<i>Total pasivo circulante</i>	\$ 7,050,901
Documentos por pagar a largo plazo a bancos con garantía específica		1,176,667
Vencimientos Bursátiles Largo Plazo		
Cuentas por pagar a largo plazo acumulados		30,814
Beneficios a los empleados		22,092
Partes relacionadas		
	<i>Total del pasivo a largo plazo</i>	\$ 1,229,572
	Total Pasivo	\$ 8,280,473
Capital contable		
Capital social		5,294,692
Prima en emisión de acciones		
Activos intangibles adquiridos por compañía relacionada		
Distribución de capital por exceso en el valor de activos transferidos entre compañías bajo control común		
Utilidad acumulada		387,649
Pasivo adicional por beneficios a empleados de subsidiaria		
Efecto de valuación de operaciones de cobertura		
Efecto de conversión de compañías subsidiarias		
Resultados por tenencia de activos no monetarios de subsidiarias		
Otras cuentas de capital		
	<i>Total de capital contable</i>	\$ 5,682,342
Total de Pasivo y Capital		\$ 13,962,815

6. FUNCIONES DEL REPRESENTANTE COMÚN

El Representante Común tendrá los derechos y obligaciones que se contemplen en cada uno de los títulos que representen los Certificados Bursátiles y que se contemplan en la LGTOC, incluyendo sin limitar los artículos del 215 al 218 y demás aplicables. Adicionalmente, las facultades y obligaciones del Representante Común se describirán en cada Suplemento.

Todos y cada uno de los actos que lleve a cabo el Representante Común en nombre o por cuenta de los Tenedores, en los términos del título que documente la Emisión o de la legislación aplicable, serán obligatorios y se considerarán como aceptados por los Tenedores de dicha Emisión.

El Representante Común podrá ser removido por acuerdo de la asamblea de Tenedores correspondiente, en el entendido que dicha remoción sólo tendrá efectos a partir de la fecha en que un representante común sucesor haya sido designado, haya aceptado el cargo y haya tomado posesión del mismo.

El Representante Común concluirá sus funciones en la fecha en que todos los Certificados Bursátiles que se emitan al amparo del Programa o aquellos con relación a los cuales haya sido designado como tal sean pagados en su totalidad (incluyendo, para estos efectos, los intereses devengados y no pagados y las demás cantidades pagaderas).

El Representante Común en ningún momento estará obligado a erogar ningún tipo de gasto o cantidad alguna a cargo de su patrimonio para llevar a cabo todos los actos y funciones que puede o debe llevar a cabo.

7. ASAMBLEAS DE TENEDORES

Los Tenedores de cada Emisión realizada al amparo del Programa podrán reunirse en asamblea conforme a las reglas descritas en el título que documente los Certificados Bursátiles respectivos y conforme a lo descrito en la LGTOC, según sea aplicable. Dichas reglas se describirán en el Suplemento respectivo.

8. NOMBRES DE PERSONAS CON PARTICIPACIÓN RELEVANTE EN EL PROGRAMA

Las personas que se señalan a continuación, con el carácter que se indica, participaron en la asesoría y consultoría relacionada con el establecimiento del Programa descrito en el presente Prospecto:

Gas Natural México, S.A. de C.V. como el Emisor.

Gas Natural SDG, S.A. como Garante

Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer como intermediario colocador. En las Emisiones que se realicen al amparo del Programa, dicho intermediario y/o, de ser el caso, otras casas de bolsa podrán actuar como intermediarios colocadores respecto de Emisiones al amparo del Programa, según sea determinado por el Emisor.

PricewaterhouseCoopers, S.C., como auditores del Emisor.

PricewaterhouseCoopers Auditores S.L., como auditores del Garante.

Monex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Monex Grupo Financiero, como representante común, en el entendido que, para cualquier Emisión al amparo de este Programa se podrá designar a otro representante común, lo cual será informado en el Suplemento correspondiente.

Ritch Mueller, S.C. como asesor legal independiente.

Freshfields Bruckhaus Deringer LLP, como asesor legal del Garante.

Las personas que participen en la asesoría y consultoría relacionada con cada Emisión que se realice al amparo del Programa descrito en el presente Prospecto, se señalarán en el Suplemento respectivo.

Rodrigo Norbey Meléndez Bernal es la persona encargada de las relaciones con los Tenedores y podrá ser localizada en las oficinas del Emisor ubicadas en Jaime Balmes No. 8 Int. 704 Col. Los Morales Polanco, C.P. 11510, México D.F., o al teléfono (55) 5279 2400, o a través del correo electrónico inversionistas@gasnatural.com.

Salvo por el Garante, ninguna de las personas antes mencionadas tiene un interés económico o indirecto en el Emisor.

III. EL EMISOR

1. HISTORIA Y DESARROLLO DEL EMISOR

1.1. Datos Generales

Denominación social. La denominación social del Emisor es Gas Natural México, S.A. de C.V. El Emisor fue constituido en 1990 bajo la denominación Repsol México, S.A. de C.V. Posteriormente, mediante asamblea general extraordinaria de accionistas de fecha 17 de noviembre de 1997, se cambió la denominación del Emisor de Repsol México, S.A. de C.V. a la actual, Gas Natural México, S.A. de C.V.

El Emisor es una sociedad anónima de capital variable constituida conforme a las leyes de México. El Emisor se constituyó el 27 de julio de 1990 como una sociedad anónima de capital variable. El Emisor tiene una duración de 99 años contados a partir del 16 de abril de 2002, fecha en la que la asamblea general extraordinaria de accionistas del Emisor modificó sus estatutos sociales.

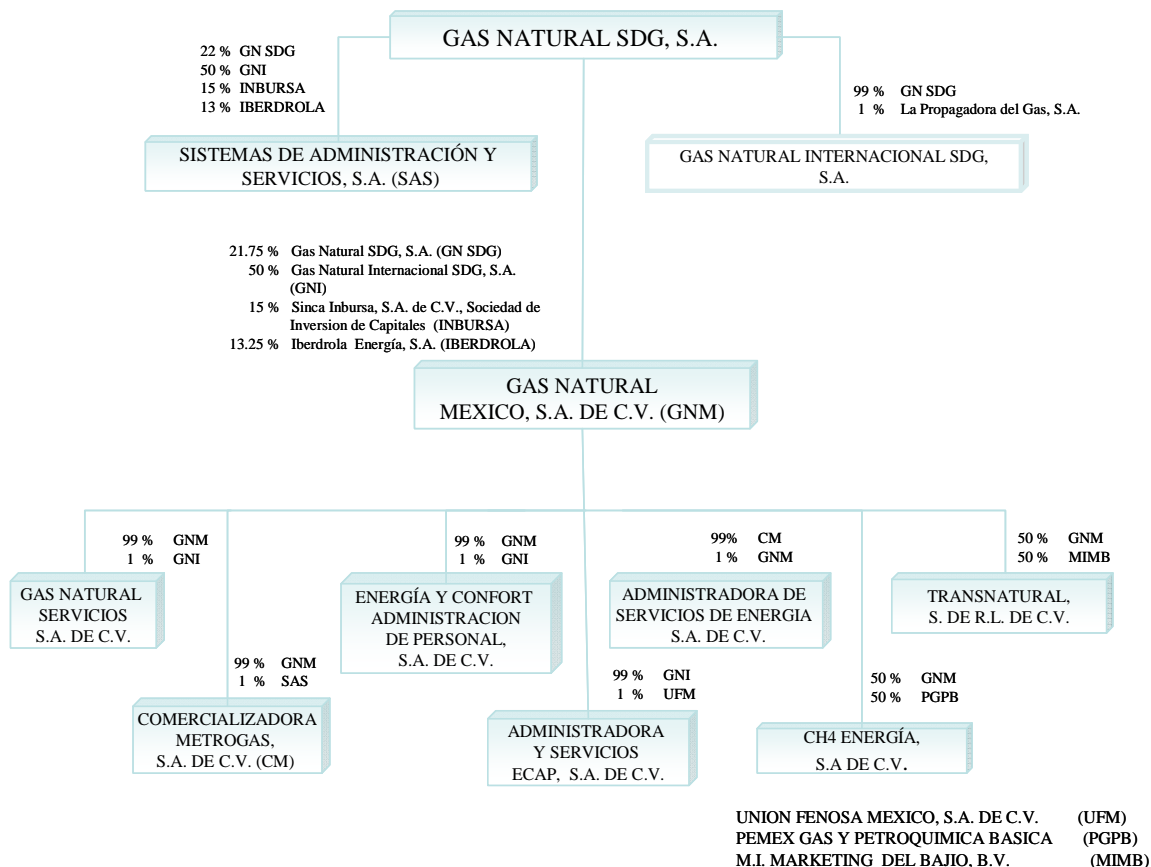
Ubicación de sus oficinas principales y otros datos. Las oficinas principales del Emisor se ubican en Jaime Balmes número 8, piso 7, interior 704, Col. Los Morales Polanco, C.P. 11510, México, D.F. El teléfono del Emisor es el (55) 5279-2400. La página de internet del Emisor es www.gasnaturalmexico.com. La información contenida en la página de internet del Emisor o en cualquier otro medio no forma parte de este Prospecto.

1.2. Grupo Corporativo al que pertenece el Emisor

El Emisor es una subsidiaria del Garante quien posee la mayoría de las acciones de la misma de manera directa o indirecta. El Garante cuenta con dos líneas principales de negocios en México, la distribución de gas natural y la generación de energía eléctrica. El negocio de distribución de gas natural, que se describe en el presente Prospecto se realiza a través del Emisor y sus subsidiarias. El negocio de generación de energía eléctrica, que incluye 4 plantas de ciclo combinado ubicadas en Tuxpan, Naco Nogales, Durango y Hermosillo y un proyecto eólico ubicado en La Ventosa se desarrolla a través de otras entidades subsidiarias del Garante, las cuales no son subsidiarias del Emisor.

El grupo “Gas Natural Fenosa” es uno de los grupos multinacionales dedicados a servicios energéticos más grandes de Europa siendo un líder en la integración vertical de gas y electricidad en España y América Latina. Sus actividades principales incluyen la distribución de gas y electricidad, la generación de electricidad y suministro (infraestructura y suministro) de gas. Para mayor información acerca del grupo Gas Natural Fenosa, ver la sección “VI. EL GARANTE Y EL CONTRATO DE GARANTÍA” del presente Prospecto.

A continuación se presenta un diagrama que muestra la estructura corporativa actual del Garante en relación con su inversión en el Emisor.



Según se muestra en el diagrama anterior, además de ser una subsidiaria integrante del grupo Gas Natural Fenosa, el Emisor cuenta con participación de Iberdrola y Sinca Inbursa.

Las principales sociedades operativas del grupo son el Emisor, el cual, además de actuar como sociedad controladora, realiza las actividades reguladas de distribución correspondientes a todas las Zonas Geográficas salvo la Zona Geográfica del Distrito Federal y Metrogas, quien realiza las actividades reguladas de distribución en la Zona Geográfica del Distrito Federal. Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. es la sociedad que realiza la mayoría de las actividades no reguladas del Emisor que se describen en la sección “III. EL EMISOR – 2. Descripción del Negocio” más adelante. CH4 Energía, S.A. de C.V. y Transnatural, S. de R.L. de C.V. también realizan actividades no reguladas pero limitadas a las Zonas Geográficas de la Región Metropolitana de Toluca y la Zona Geográfica del Bajío respectivamente.

2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

2.1 Actividad Principal

El Emisor distribuye y comercializa gas natural en distintas zonas geográficas en México al amparo de 6 Permisos emitidos por la CRE. Dichas Zonas Geográficas abarcan 8 estados (incluyendo el Distrito Federal) y 44 municipios o delegaciones y se identifican como las siguientes:

- Monterrey, Nuevo León;
- el Distrito Federal;
- Toluca, Estado de México;
- el Bajío;
- Saltillo, Coahuila;
- Nuevo Laredo, Tamaulipas;

El siguiente mapa identifica las zonas en las que el Emisor tiene autorizado desarrollar sus actividades:



El Emisor desarrolla sus actividades de distribución y comercialización adquiriendo el gas natural de Pemex, transportando dicho gas natural a través de su red de distribución y entregando el mismo a las instalaciones u hogares de sus clientes. El proceso conforme al cual se desarrollan dichas actividades se resume en la sección “III. EL EMISOR - 2. Descripción del Negocio - 2.1 Actividad Principal - Servicio Regulado de Distribución y Comercialización de Gas Natural” del presente Prospecto.

Adicionalmente, el Emisor presta diversos servicios no regulados relacionados con sus actividades de distribución. Dichos servicios incluyen servicios de revisión y mantenimiento de instalaciones, la distribución de gas natural vehicular y la venta de aparatos gasodómicos. Dichas actividades se desarrollan con mayor detalle en la sección “III. EL EMISOR - 2.

Descripción del Negocio - 2.1 Actividad Principal - Servicio Regulado de Distribución y Comercialización de Gas Natural” del presente Prospecto.

Productos y Servicios

El Emisor es esencialmente un prestador de servicios. El Emisor no explora yacimientos de, ni produce gas natural, actividades que se encuentran reservadas a Pemex.

Los servicios prestados por el Emisor se reducen principalmente al servicio regulado de distribución y comercialización de gas natural y a la prestación de diversos servicios no regulados accesorios a su actividad principal. La participación de cada uno de dichos servicios en el EBITDA del Emisor durante los últimos 3 años se muestra en la gráfica siguiente:

EBITDA (millones de pesos)	2008	2009	2010
Servicio Regulado de Distribución y Comercialización	\$1,158.27	\$1,285.28	\$1,629.83
Servicios No Regulados	\$25.92	\$22.94	\$10.62
Total	\$1,184.2	\$1,308.2	\$1640.4

El Emisor realiza sus actividades de distribución y comercialización con base en su red de distribución y equipos accesorios tendida y ubicados en las distintas Zonas Geográficas que atiende.

El Gas Natural

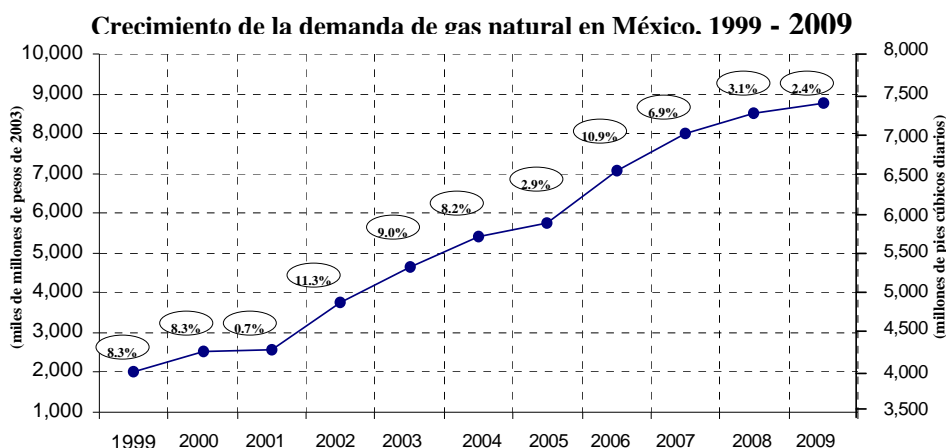
Si bien el Emisor no explora ni produce gas natural, su actividad es totalmente dependiente del desarrollo de un mercado de gas natural en México al ser el producto que distribuye el Emisor a través de las redes de tubería subterránea y equipos accesorios.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos constituida en un 90% por gas metano y constituye el combustible más puro y abundante en el mundo. Es un producto incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire. Antes de ser distribuido para su consumo, se le agrega un odorizante (mercaptano) que proporciona al gas su olor característico con el fin de ser detectable.

La producción y venta de primera mano del Gas Natural en México se encuentra reservada a Pemex.

El gas natural constituye una fuente de energía importante tanto a nivel internacional como a nivel nacional. En México se ha desarrollado un mercado nacional de gas natural y, como resultado, este energético se ha convertido en una alternativa importante para el sector productivo y para los consumidores finales, tanto en términos económicos como de cuidado del medio ambiente. Según publicaciones de la SENER, el impulso al aprovechamiento del gas natural es parte de la política energética del Gobierno Federal, orientada a la diversificación de las fuentes de energía primaria de nuestro país, para continuar avanzando hacia la seguridad energética de manera eficiente, al mismo tiempo que se ponen las condiciones para proteger el entorno ambiental. Dentro de la Estrategia Nacional de Energía publicada en febrero de 2010 por la SENER se establecen ciertos objetivos que pretenden asegurar que el sector energético evolucione hacia una operación segura, eficiente y sustentable y que responda a las necesidades energéticas y de crecimiento económico y desarrollo social de México. Entre dichos objetivos se encuentra “...fortalecer la red de transporte, almacenamiento y distribución de gas y petrolíferos...”. Específicamente, el gobierno federal busca “...desarrollar la infraestructura de almacenamiento y distribución de gas natural y gas LP para fortalecer el suministro y mitigar la volatilidad de precios...”, “...promover el desarrollo de nueva infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural con base en la viabilidad económica y beneficio social...” y “...contar con un sistema de transporte, distribución y almacenamiento de energéticos eficiente y flexible para asegurar el suministro al menor costo posible...”. Si bien el gobierno federal ha expresado su interés en impulsar el desarrollo del mercado de gas natural en México (lo que incluiría el uso de mayores volúmenes de gas natural por el sector industrial, de servicios y residencial), no se puede asegurar que dicho propósito sea implementado.

La gráfica que se muestra a continuación evidencia el crecimiento en el consumo de gas natural desde 1999 (en todos los sectores, incluyendo el eléctrico, petrolero, industrial, residencial, servicios y transporte – muchos de los cuales no atiende el Emisor).



Las gráficas que se muestran a continuación reflejan el comportamiento que ha mostrado el consumo de gas natural en el sector industrial y en los sectores residenciales y de servicios por el periodo desde 1999 hasta 2009.

Demanda de gas natural en el sector industrial, 1999 – 2009

(millones de pies cúbicos diarios)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Tmca 1999-2009
Total	1,023.0	1,019.2	838.5	965.5	924.1	956.5	935.2	1,014.0	1,040.1	1,026.6	912.8	-1.1

Fuente: IMP con base en información de la CRE, Pemex y empresas privadas.

Consumo de gas natural en los sectores residencial y servicios, 1999 – 2009

(millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

Sector	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Tmca 1999-2009
Gas natural (mmpcd)	77	79	85	93	100	106	107	108	113	113	107	3.4
Residencial	57	60	64	71	81	86	87	84	89	87	83	3.9
Servicios	20	20	21	22	19	20	21	23	24	25	25	2.1

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

Fuente: IMP.

En el sector industrial, la SENER ha considerado que el consumo de gas natural en el sector ha sido muy inestable en la última década y si bien se constata que el gas natural continua siendo el combustible más utilizado destaca el incremento que han dado las industrias a otro tipo de energéticos, como el coque de petróleo.

En el sector residencial y de servicios, la SENER destaca que durante la última década el consumo de estos sectores se caracterizó por tendencias de sustitución entre los tres principales combustibles mayormente utilizados (el gas LP, el gas natural y la leña). Por un lado, el gas natural ha desplazado ligeramente al gas LP como respuesta al crecimiento de la población que tiene acceso a ambos combustibles y que puede decidir entre las ventajas de uno y de otro y por otro.

El Emisor considera que el uso y consumo de gas natural presenta ventajas respecto de otras fuentes de energía. A continuación se describen algunas de ellas:

Ventajas para Sector Industrial

- Los gastos de mantenimiento y operación de las instalaciones con gas natural son más bajos que en las instalaciones con otro tipo de combustible.
- El costo del gas natural ha sido consistentemente más bajo que el de otros energéticos.
- Para las industrias de nueva instalación, es necesaria una menor inversión.

Ventajas para Comercios y Residencias

- Según un análisis realizado por la Universidad Nacional Autónoma de México, el precio por el consumo de gas natural es hasta un 20% más económico que el gas LP.
- El gas natural es más seguro que el gas LP ya que es más ligero que el aire, no se acumula y se dispersa fácilmente.
- Se siguen estrictos estándares para la construcción y mantenimiento de las redes de tubería subterránea que se utilizan para la distribución de gas natural por lo que su transporte y distribución es segura.
- Para la distribución de gas natural se usan redes de polietileno y acero, materiales nobles de alta resistencia y durabilidad probados en zonas sísmicas.
- El gas natural no requiere almacenamiento por lo que la cantidad de gas que circula a través de los tubos de una vialidad y zona es sustancialmente menor a la cantidad de gas que de otra manera estaría almacenado en hogares y comercios.
- El flujo de gas natural se encuentra disponible las 24 horas del día, los 365 días del año, por lo que no es necesaria la revisión de niveles y programación de abastecimiento.
- El servicio se paga ya sea mensual o bimestralmente, una vez que el hidrocarburo se ha consumido.
- El gas natural no provoca contaminación por uso de vehículos para su distribución.
- El gas natural no emite óxidos de azufre ni partículas sólidas en su combustión.
- El gas natural es un hidrocarburo más amigable al ambiente, reduciendo las emisiones y el efecto invernadero, por lo que el Protocolo de Kyoto, Greenpeace y las normativas ambientales nacionales e internacionales recomiendan su uso.

Servicio Regulado de Distribución y Comercialización de Gas Natural

El proceso de prestación del servicio de distribución y comercialización de gas natural por parte del Emisor a sus clientes comprende las siguientes actividades:

- *la adquisición del gas natural por parte del Emisor de Pemex;*
- *la recepción del gas natural y su transportación a través de la red de distribución y equipos accesorios del Emisor;*
- *la entrega del gas natural a los clientes del Emisor; y*
- *la lectura, facturación y cobranza del servicio.*

A continuación se describen con mayor nivel de detalle cada uno de los pasos involucrados en dicho proceso.

Adquisición de gas natural

Para poder distribuir el gas natural, el Emisor adquiere gas natural de PGPB. Por restricciones constitucionales y legales, el Emisor no puede adquirir gas natural de otras fuentes distintas de Pemex. El Emisor es totalmente dependiente del suministro de gas natural de Pemex, según se describe en la sección “I. INFORMACIÓN GENERAL – 3. Factores de Riesgo” del presente Prospecto. La adquisición la realiza el Emisor a través de operaciones de VPM que consisten en la primera enajenación de gas natural que Pemex realiza a un tercero para su entrega en territorio nacional. La CRE regula los precios y los términos y condiciones de las VPM.

El Emisor cuenta con 2 contratos de compraventa de gas natural con PGPB conforme a los cuales el Emisor puede adquirir determinados volúmenes de gas natural para atender sus necesidades del hidrocarburo para cada una de sus Zonas Geográficas. Los mencionados contratos prevén mecanismos de nominaciones y confirmaciones anuales y mensuales, así como flexibilidad diaria (cantidades adicionales notificadas y no notificadas) para determinar las cantidades de gas natural que PGPB tiene la obligación de entregar al Emisor y que el Emisor tiene la obligación de pagar a PGPB. Los contratos también prevén penalidades aplicables al Emisor en el caso que no tome cantidades de gas previamente nominadas. PGPB debe entregar el gas natural en determinados puntos de entrega. Según se describe más adelante, el Emisor recibe el gas natural en puntos de interconexión de su sistema con el Sistema Nacional de Gasoductos, salvo tratándose del Bajío, en cuyo caso el Emisor tiene que transportar el gas a sus sistemas de distribución a través de Gasoductos del Bajío, una empresa dueña de ciertos gasoductos en la zona. Los contratos de compraventa se renuevan anualmente de manera automática salvo que alguna de las partes lo dé por terminado. Dichos contratos también pueden rescindirse en caso de incumplimientos o eventos que afecten la calidad crediticia del Emisor.

Recepción y transportación del gas natural

Según se menciona con anterioridad, el Emisor recibe el gas natural en estaciones de entrega y medición propias o, en el caso del Bajío en estaciones de entrega y medición propiedad de Gasoductos del Bajío y en el caso de Toluca por el ducto de Tejas Gas Toluca, S. de R.L. de C.V., quien posteriormente entrega dicho gas al Emisor en su sistema. Las estaciones de entrega y medición del Emisor se denominan “city gates”. Los city gates cuentan con equipo que mide el gas natural entregado, su calidad, temperatura y presión. Dichos equipos también sirven para filtrar el gas y bajar la presión de su inyección para su paso a los sistemas de distribución del Emisor.

Comenzando en los distintos city gates en donde recibe el gas natural, las redes de distribución del Emisor cuentan con tubos de acero de alta presión que llevan el gas de los city gates hasta los centros de población. La red de alta presión del Emisor termina en estaciones de regulación y medición que disminuyen aún más la presión del gas natural y llevan a cabo nuevas mediciones del mismo.

Pasando dichas estaciones de regulación y medición empieza la red de media o baja presión del sistema del Emisor la cual se integra principalmente por ductos de polietileno. Las características de esta red varían dependiendo de los clientes a los que se atiende con base en la misma. Clientes industriales y comerciales de gran consumo requerirán ductos de mayor presión que clientes residenciales o comerciales de bajo consumo.

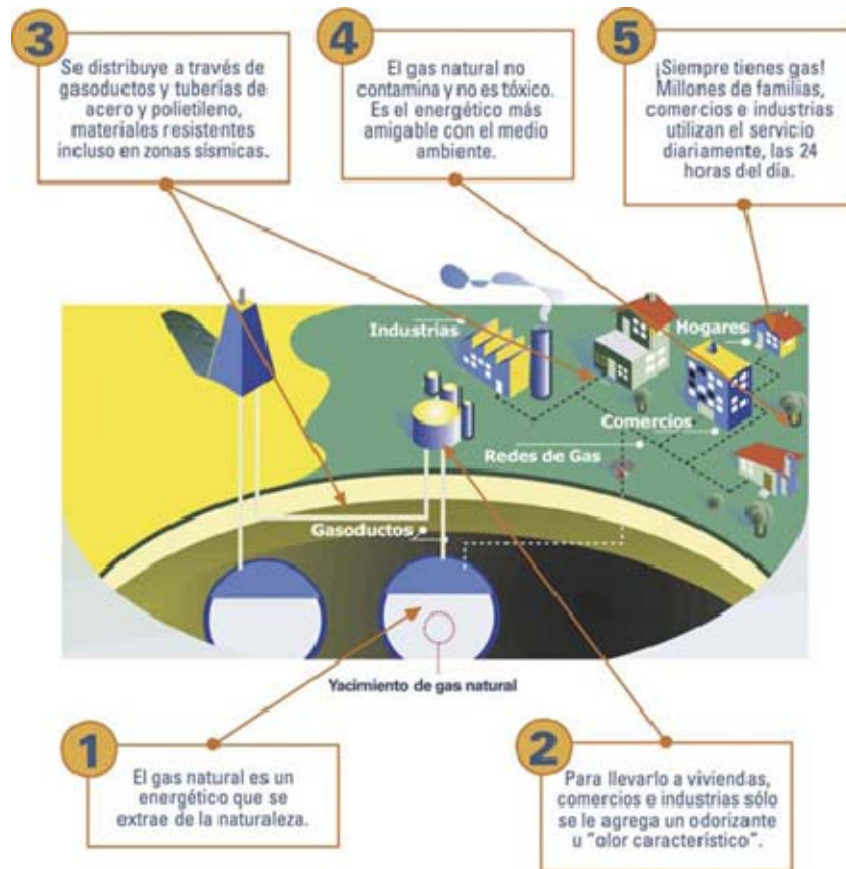
La red de distribución del Emisor, incluyendo su red de alta presión y aquella de media y baja presión contaba con una longitud total, al 31 de diciembre de 2010, de 16,468 kilómetros.

Entrega del gas natural a los clientes del Emisor

La conexión de la red de distribución del Emisor con sus clientes consiste en una toma de servicio (acometida) que se conecta desde la tubería principal hasta la salida del medidor o equipo instalado en las instalaciones del cliente. En dicho medidor o equipo es donde acaba la red de distribución del Emisor así como su responsabilidad. La capacidad de dichas entregas y la presión correspondiente dependerá de las necesidades del cliente. La complejidad del equipo también dependerá del cliente, siendo que clientes residenciales y comercios pequeños únicamente requieren de medidores en tanto industriales y comerciales grandes podrían requerir estaciones de medición y equipos más sofisticados.

Si bien las instalaciones receptoras del cliente ya no son responsabilidad del Emisor, en muchas ocasiones, como parte de una oferta comercial del Emisor o como un servicio adicional, el Emisor gestiona la realización de dichas instalaciones. Una vez realizada la instalación definitiva, el Emisor realiza las calibraciones y pruebas técnicas antes de poner en servicio al cliente. Una vez puesto en servicio, el cliente es contabilizado como tal para todos los efectos.

A continuación se presenta un diagrama que muestra el proceso de adquisición, transportación y entrega descrito anteriormente:



Servicios No Regulados

Además del servicio regulado de distribución y comercialización de gas natural, el Emisor presta algunos servicios accesorios a sus clientes, incluyendo los siguientes:

- *Revisiones periódicas de instalaciones.* Dichas revisiones son contratadas por los clientes de manera individual.
- *"Gas natural asistencia".* Dicho paquete incluye servicios como revisiones anuales de instalaciones, reparaciones y seguros.
- *"Adecuación y reparación de instalaciones".* Este servicio cubre la gestión del armado de las instalaciones internas de los clientes que son necesarias para recibir el gas natural entregado por el Emisor.
- *Gas natural vehicular.* El negocio de gas natural vehicular comprende actividades de conversión de vehículos a gas natural y el manejo de estaciones de suministro de gas natural. A la fecha del presente Prospecto, el Emisor contaba únicamente con 2 estaciones a lo largo del país.
- *Venta de aparatos gasodómesticos.* El Emisor cuenta con un servicio de venta e instalación de aparatos gasodómesticos como estufas, secadoras y calentadores.

Facturación y Tarifas

Toda facturación realizada por el Emisor se compone de los siguientes elementos:

- *El precio del gas natural y del transporte.* El “precio máximo de adquisición”, el cual incluye el precio de la VPM, es transferido en su totalidad y sin sobrecargo alguno al cliente final. El costo del transporte del gas natural se refiere al costo del transporte del gas natural a cualquier punto de interconexión con el sistema de distribución del Emisor (y no al transporte dentro del propio sistema de distribución del Emisor) y también se incluye en el “precio máximo de adquisición” y es transferido (sin cargos adicionales) al propio cliente.
- *El cargo volumétrico por distribución (simple o con comercialización).* Es un costo que se cobra al cliente medido en Pesos por Gjoule. Según se explica en el presente Prospecto, la distribución “simple” es aquella prestada a clientes categorizados como “Acceso de Terceros a la Red”, es decir aquellos que adquieren su propio gas natural de Pemex y sólo requieren que el Emisor se los entregue en sus instalaciones y la distribución con comercialización comprende además del servicio de distribución, la gestión de la compra de dicho gas natural por parte del Emisor.
- *El cargo fijo mensual por servicio.* El cargo por el servicio que se cobra al cliente es un costo fijo mensual como contraprestación por los servicios de lectura y facturación, entre otros.
- *Cargos por conexión y otros.* El Emisor está autorizado para realizar cargos por conexión y reconexión, además de cargos por actos administrativos adicionales (que incluyen aquellos relativos a algunos de los servicios no regulados prestados por el Emisor). Los cargos pueden variar dependiendo de la complejidad de las conexiones o servicios prestados. Además, el Emisor está autorizado, en los términos de los Permisos, para cobrar por el depósitos, entre otros.

Dependiendo del uso del gas natural se aplican la tarifa adecuada para cada mercado (industrial, comercial o residencial), autorizada por la CRE. Adicionalmente, las tarifas aprobadas varían por Zona Geográfica. Las tarifas aprobadas por la CRE son tarifas máximas, en el entendido que el Emisor podría pactar tarifas convencionales menores a dichas tarifas máximas.

Las tarifas aprobadas respecto de cada Permiso se actualizan anualmente con base en la inflación y el tipo de cambio (peso-dólar). Dichas tarifas son revisadas cada 5 años a solicitud del Emisor, para lo cual el Emisor deberá de justificar las bases para dicha revisión.

Si bien lo más común es que el Emisor cobre por servicios prestados, en casos en que la inversión del Emisor lo amerite, puede acordar acuerdos de “recibir o pagar” (*take or pay*) con clientes industriales o comerciales.

La facturación a clientes tiene diferentes fechas dependiendo la zona o el tipo de cliente:

- para los clientes industriales la facturación es mensual; y
- para los clientes comerciales y residenciales, dependiendo de la zona, puede ser mensual o bimestral.

El Emisor recibe pagos a través de bancos (cuentas referenciadoras), tiendas de autoservicios y cadenas comerciales, sus centros de gas y a través de internet.

Clientes

El Emisor clasifica a sus clientes en tres rubros como sigue:

- *Acceso de Terceros a la Red (ATR – Distribución Simple).* El Emisor cuenta con clientes que únicamente requieren del servicio de transporte de gas natural más no requieren que el Emisor adquiera el gas natural respectivo, ya que ellos mismos cuentan con acuerdos de compraventa con Pemex. Dichos clientes típicamente son clientes industriales (incluyendo empresas generadoras de electricidad).
- *Industriales y Comerciales Grandes.* Los clientes industriales del Emisor son aquellos que consumen más de 10,000 Gcals o 11.64 GWh por año. Dichos clientes abarcan todos los sectores de la industria incluyendo el sector alimenticio, de bebidas y tabaco, el metalúrgico/siderúrgico, el químico, el farmacéutico, el plástico y de caucho y el

automotriz. Los clientes comerciales grandes son aquellos que consumen más de 360 Gcals o .42 GWh por año e incluyen cadenas de tiendas de autoservicio, hospitales y clínicas y restaurantes. Estos clientes si requieren que el Emisor, además del servicio de transporte, adquiera el gas natural que les entrega.

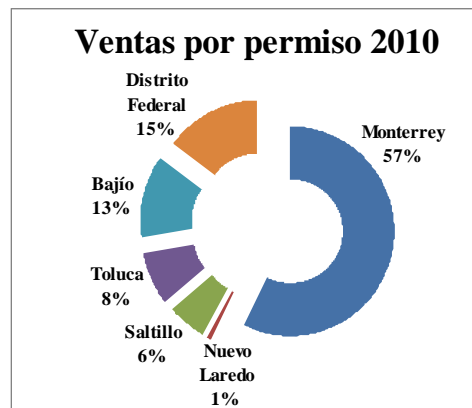
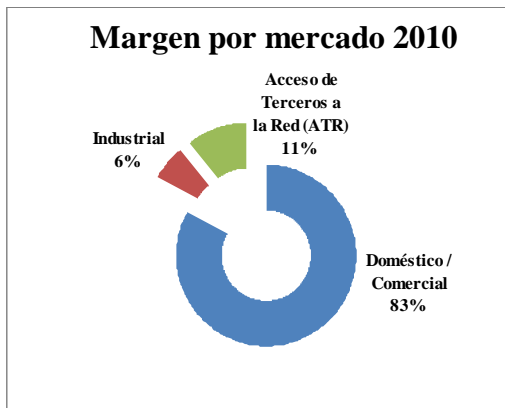
- *Residenciales y Comerciales Pequeños.* Los clientes comerciales pequeños son aquellos que consumen menos de 360 Gcals o .42 GWh de gas natural por año e incluyen micro-empresas. Los clientes residenciales se categorizan de tal manera por el uso doméstico que dan al gas natural y no por un mínimo de consumo.

Las siguientes tablas muestran la evolución que ha tenido el número de clientes del Emisor desde 2007 y hasta el 2010 divididos por tipo de cliente.

<i>Total de Clientes</i>				
Evolución de clientes	2007	2008	2009	2010
Domestico - Comercial	1,132,955	1,144,840	1,163,859	1,206,741
Industrial	131	137	148	154
Acceso de Terceros a la Red	224	227	236	240
Total	1,133,310	1,145,204	1,164,243	1,207,135

Es importante mencionar que los niveles de consumo de los clientes del Emisor no son representativos, en la mayoría de los casos de la relevancia de dichos clientes a las utilidades del Emisor. Según se describe en la sección “III. EL EMISOR - 2. Descripción del Negocio - 2.1 Actividad Principal – Facturación y Tarifas” del presente Prospecto, algunos de los elementos integrantes de las tarifas del Emisor son simplemente un traslado del costo respectivo (por ejemplo, el costo del gas natural y el costo de transporte) por lo que no tienen impacto sobre las utilidades del Emisor.

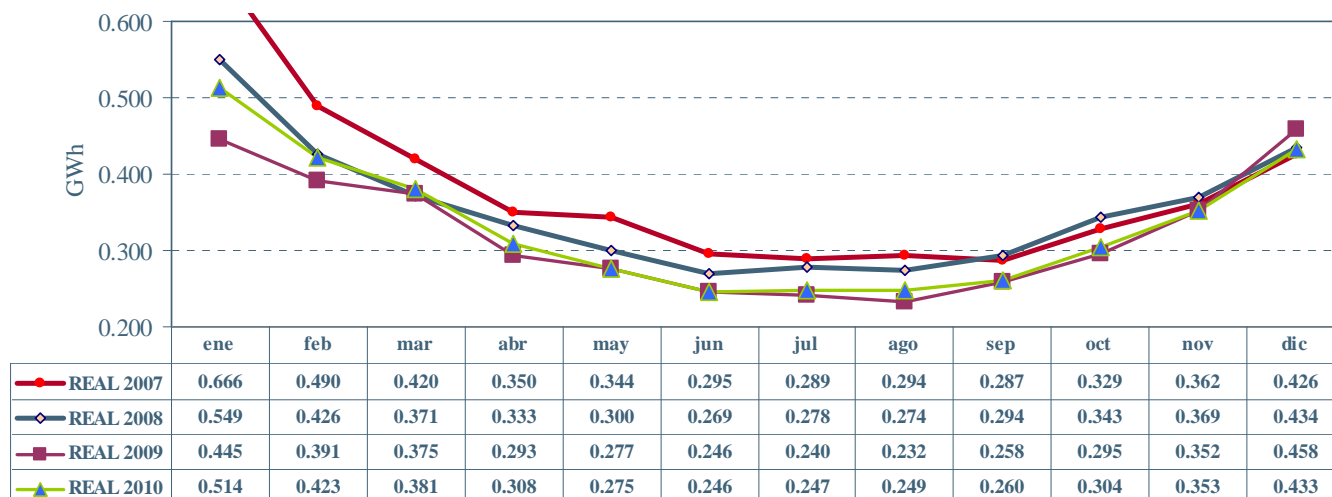
Las gráficas siguientes muestran el impacto que tienen los distintos tipos de clientes en las ventas del Emisor y en las utilidades del mismo para el ejercicio de 2010.



Comportamiento Cíclico

El servicio de distribución de gas natural en el mercado de hogares tiene un comportamiento cíclico directamente relacionado con la temperatura del ambiente. En épocas de frío, la demanda del servicio aumenta, por el mayor uso de estufas, calentadores de agua y calentadores de ambiente, mientras que en las épocas de calor, se reduce debido a que la gente pasa menos tiempo en su casa, utiliza menos las estufas y los calentadores de agua y deja de usar los calentadores de ambiente. Dichas tendencias son mayores en las zonas con climas más extremos como la Zona Geográfica de Monterrey, según se demuestra en la siguiente gráfica:

Consumo Domestico Unitario



En los mercados de comercio e industrial, la demanda del servicio tiene un comportamiento estable a lo largo del año, salvo que el giro del comercio o industria tenga a su vez un comportamiento cíclico.

Evolución del Negocio del Emisor

El negocio del Emisor ha venido evolucionando constantemente desde sus inicios en 1997. Las operaciones del Emisor se han ampliado tanto mediante la obtención de los Permisos, adquisiciones de redes de distribución e instalaciones de gas natural y la adquisición de permisionarios.

A continuación se describe brevemente la forma en la que han evolucionado las operaciones del Emisor en cada una de las Zonas Geográficas en las que opera.

Saltillo

El Permiso Saltillo se obtuvo en el mes de junio de 1997 a solicitud de parte. Como parte del proceso de inicio de operaciones en la Zona Geográfica de Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga, en el mes de enero de 1998, se adquirió la red de distribución de gas natural entonces propiedad de Pemex, la cual consistía tanto en infraestructura de distribución industrial como comercial y residencial. La red inicial adquirida de Pemex consistía de 69.113 kilómetros de red. Desde la obtención del Permiso Saltillo, el Emisor ha realizado obras de ampliación y mejoramiento de la red respectiva y al 31 de diciembre de 2010, la red de distribución correspondiente a esta Zona Geográfica alcanzaba 1,424.3 kilómetros.

Al 31 de diciembre de 2010 el Emisor contaba con 73,553 clientes en la Zona Geográfica de Saltillo-Ramos Arizpe-Arteaga.

Toluca

El Emisor obtuvo el Permiso Toluca en el mes de septiembre de 1997 mediante un proceso de licitación pública internacional. Como parte de dicha licitación, el Emisor adquirió, de Pemex, redes de tubería subterránea de distribución en la Zona Geográfica de la Región Metropolitana de Toluca. Dicha red abarcaba un total de aproximadamente 12.1 kilómetros y atendía principalmente a clientes industriales. Las redes de distribución de lo que es ahora la Zona Geográfica de la Región Metropolitana de Toluca se ampliaron mediante obras de ampliación y mejoramiento y al 31 de diciembre de 2010, alcanzaban 513.2 kilómetros.

Al 31 de diciembre de 2010 el Emisor contaba con 22,404 clientes en esta Zona Geográfica de la Región Metropolitana de Toluca.

Nuevo Laredo

El Permiso Nuevo Laredo se obtuvo en el mes de noviembre de 1997. Al igual que en Saltillo, como parte del proceso de inicio de operaciones en dicha Zona Geográfica de Nuevo Laredo, en el mes de septiembre de 1997, se adquirió la red de distribución de gas natural entonces propiedad de Pemex, la cual consistía tanto en infraestructura de distribución industrial como comercial y residencial. La red inicial adquirida de Pemex consistía de 23.05 kilómetros de red. Además con anterioridad se había adquirido, mediante remate judicial, las redes subterráneas de distribución en la Zona Geográfica de Nuevo Laredo que anteriormente eran propiedad de la Compañía de Nuevo Laredo, S.A. El Emisor ha realizado obras de ampliación y mejoramiento de la red de distribución de la Zona Geográfica de Nuevo Laredo y al 31 de diciembre de 2010 la red de distribución correspondiente a esta Zona Geográfica de Nuevo Laredo alcanzaba 684.3 kilómetros.

Al 31 de diciembre de 2010 el Emisor contaba con 31,452 clientes en esta Zona Geográfica de Nuevo Laredo.

Monterrey

El Permiso Monterrey se obtuvo mediante licitación pública internacional en el mes de abril de 1998. Como parte de dicha licitación, el Emisor adquirió de la Comisión Federal de Electricidad, el 13 de mayo de 1998, la red de tubería subterránea de distribución, conocida como el “Sistema de Gas Natural de Monterrey”, la cual abarca Zona Geográfica de Monterrey. Dicha red, al momento de su adquisición cubría a clientes industriales u residenciales y se extendía por 6,291 kilómetros. Las obras de ampliación y mejoramiento realizadas por el Emisor han resultado en una red de distribución de gas natural que al 31 de diciembre medía 9,624.8 kilómetros.

Al 31 de diciembre de 2010 el Emisor contaba con 689,721 clientes en esta Zona Geográfica de Monterrey.

Bajío

El Permiso Bajío se obtuvo mediante adjudicación dentro de un proceso de licitación pública internacional. Dicho Permiso Bajío resultó de un procedimiento de consolidación de diversos permisos. En el mes de agosto de 1999, el Emisor adquirió las redes de tubería subterránea de distribución existente en aquel entonces en la Zona Geográfica del Bajío. Así mismo, en el mes de marzo de 2000, se adquirieron las redes de tubería subterránea de distribución en existentes en la Zona Geográfica del Bajío, así como expansiones para conformar lo que hoy es la red de distribución de la Zona Geográfica del Bajío. Las redes adquiridas medían aproximadamente 34.637 kilómetros y han sido ampliadas a 1,792.3 kilómetros al 31 de diciembre de 2010.

Al 31 de diciembre de 2010 el Emisor contaba con 70,530 clientes en Zona Geográfica del Bajío. El Emisor considera que el crecimiento de clientes en esta Zona Geográfica del Bajío, a diferencia de las demás Zonas Geográficas atendidas por el Emisor se ha visto obstaculizado por el impacto del precio del transporte contratado con Gasoductos del Bajío para prestar el servicio en la Zona Geográfica del Bajío.

Distrito Federal

El Emisor no fue el permisionario original del Permiso D.F. El Permiso D.F. fue concedido originalmente en 1998 a un consorcio integrado por las empresas Texas Utilities, Hidrocantábrica y Diavaz. En el mes de marzo de 2000, el Emisor adquirió la empresa Metrogas, permisionaria del Permiso D.F. y junto con ella, una red de distribución de 681.683 kilómetros en la Zona Geográfica del Distrito Federal. Al 31 de diciembre de 2010, a través de obras de ampliación, dicha red de distribución alcanzaba 2,429 kilómetros.

Al 31 de diciembre de 2010 el Emisor contaba con 319,475 clientes en esta Zona Geográfica del Distrito Federal.

Niveles de Inversión

El negocio del Emisor es intensivo en capital y ha implicado inversiones significativas desde su establecimiento. El Emisor estima, con base en sus estados financieros al 31 de diciembre de 2010, que los activos del Emisor (lo que de alguna manera, sujeto a los ajustes que han sufrido los valores respectivos implica la inversión en activos total del Emisor) representan \$13,045,169 millones de Pesos, según se muestra en la partida “Total activo” de los balances generales consolidados del Emisor contenidos en la sección “IV. INFORMACIÓN FINANCIERA- 1. Información Financiera Seleccionada - 1.1 Información Financiera Seleccionada del Emisor”.

A continuación se presenta una tabla que muestra los niveles de inversión realizados por el Emisor durante los ejercicios de 2007, 2008, 2009 y 2010 divididos por el tipo de inversión realizada.

Evolución de Inversiones (millones de pesos)	2007	2008	2009	2010
Expansión	\$284.2	\$397.3	\$338.9	\$340.4
Mantenimiento	\$60.1	\$117.2	\$135.7	\$143.9
Otras Inversiones	\$30.6	\$48.1	\$45.6	\$25.9
Total	\$374.8	\$562.6	\$520.3	\$510.2

Estrategia y Oportunidades y Fortalezas

Como un distribuidor de gas natural establecido y con trayectoria en las distintas Zonas Geográficas en las que opera, la estrategia del Emisor se puede resumir en los siguientes dos puntos:

- *Saturación de redes existentes.* El Emisor busca saturar sus redes con el mayor número de clientes posibles dentro de las capacidades técnicas de sus redes de distribución.
- *Crecimiento de redes con mayor mercado potencial.* El Emisor busca desarrollar proyectos de ampliación de su red en mercados con una concentración importante de clientes potenciales.

El Emisor considera que cuenta con las siguientes fortalezas que le permitirán desarrollar su estrategia:

- *Zonas Geográficas con potencial de crecimiento.* Todas las Zonas Geográficas del Emisor cuentan con un potencial de crecimiento importante.
- *Modelo de negocio de implementación eficiente.* El Emisor ha podido crecer su red de distribución y base de clientes de manera eficiente y considera que sus procesos replicables le permitirán continuar con dicho crecimiento en el corto, mediano y largo plazo.
- *Barreras de entrada a Zonas Geográficas.* La inversión requerida para establecer y crecer una red de distribución de gas natural en las Zonas Geográficas atendidas por el Emisor es una importante barrera de entrada a competidores.
- *Producto con ventajas importantes.* Según se describe con anterioridad, el gas natural presenta ventajas importantes (tanto en materia de costo como de protección al ambiente) respecto de otros hidrocarburos. Adicionalmente, una vez conectados, los incentivos para que los clientes se desconecten son limitados.

2.2. Canales de Distribución

Para poder determinar el lugar donde se prestará el servicio de distribución de gas natural, el Emisor analiza distintas zonas geográficas para determinar uno o varios proyectos de expansión. Una vez concluida dicha etapa, se procede a analizar la rentabilidad del proyecto y, en su caso, la factibilidad de obtener de la CRE un permiso de ampliación de la Zona Geográfica que corresponda. El análisis de la rentabilidad del proyecto se determina con base en el proceso constructivo (kilómetros de red), la concentración de clientes potenciales y el tipo de vivienda, en su caso. La viabilidad del proyecto se analiza con una perspectiva de 20 años y con base en tasas internas de retorno mínimas esperadas.

En el caso que se determine que un proyecto es viable, inicia la etapa de captación de clientes y obtención de los permisos de construcción correspondientes. Los esquemas de captación difieren sustancialmente dependiendo del tipo de cliente potencial.

Residencial/Comercial Pequeño

La etapa de captación de clientes en este sector se inicia en paralelo con el proceso de tirar la red de distribución a efecto de incrementar el impacto ante los potenciales clientes. Los medios utilizados para dichos efectos incluyen:

- *Cambaceo.* El Emisor estima que más del 90% de sus clientes son captados mediante esfuerzos de comercialización “puerta a puerta”, los cuales el Emisor subcontrata con empresas especializadas. El Emisor cuenta con personal que supervisa las actividades de dichos subcontratistas.
- *Página web.* El Emisor cuenta con un portal de internet a través del cual los clientes pueden solicitar la conexión del servicio.
- *Centros de gas.* El Emisor cuenta con 28 centros de atención distribuidos en sus distintas Zonas Geográficas. Si bien la función de dichos centros es mayormente dar atención a clientes existentes (incluyendo recepción de pagos, atención de solicitudes de reconexión, etc.), a través de los mismos pueden captarse clientes.
- *Convenios con desarrolladores de vivienda.* El Emisor ha celebrado convenios con diversos constructores de vivienda conforme a los cuales el Emisor y dicho desarrollador comparten los costos de instalar sistemas de acceso y distribución en sus desarrollos habitacionales.

El Emisor utiliza distintas campañas publicitarias para anunciar su ingreso a distintas zonas o centros urbanos.

Industrial/Comercial Grande

La captación de clientes industriales y comerciales grandes se realiza por el Emisor con el uso de su propio personal especializado. El Emisor cuenta con un área llamada “gran consumo” que cuenta con personal capacitado para realizar presentaciones comerciales a potenciales clientes cubriendo aspectos relacionados con costos de instalación, inversiones de capital, requerimientos técnicos, entre otros. Dicho personal se encarga de identificar el mercado potencial y de todas las labores de captación.

Una vez captados los clientes, se inician las labores de puesta en servicio que se describen en la sección “III. EL EMISOR - 2. Descripción del Negocio - 2.1 Actividad Principal - Servicio Regulado de Distribución y Comercialización de Gas Natural” anterior. La siguiente gráfica muestra la evolución de las puestas en servicio del Emisor desde 2007 al 2010 y el incremento neto de clientes durante dichos periodos.

Evolución de Puestas en Servicio y Bajas	2007	2008	2009	2010
Puestas en Servicio	45,358	52,272	56,154	73,694
Bajas de Clientes	32,307	40,378	37,115	30,802
Incremento Neto	13,051	11,894	19,039	42,892

2.3. Patentes, Licencias, Marcas y otros Contratos

El Emisor es licenciatarario de diversas marcas y diseños propiedad del Garante, y titular de personajes ficticios simbólicos con las cuales comercializa sus servicios y los de empresas afiliadas con quienes tiene celebradas sublicencias de uso. Dichas marcas, diseños y personajes ficticios simbólicos se encuentran debidamente registrados, en diversas clases para el caso de las marcas y diseños, ante el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial. A la fecha del presente Prospecto, los registros de dichas marcas, diseños y personajes ficticios simbólicos se encuentran vigentes y sus fechas de renovación varían dependiendo de la fecha de su registro. Las licencias otorgadas por el Garante al Emisor para la utilización de las marcas y diseño propiedad del Garante tiene una duración indefinida.

El Emisor considera que la utilización de las marcas, diseños y personajes que actualmente utiliza en el curso ordinario de su negocio le brindan una ventaja competitiva al resaltar la afiliación del Emisor con el grupo Gas Natural Fenosa, una empresa multinacional con operaciones en diversas regiones del mundo. Dicho impacto comercial se refleja con mayor evidencia en las operaciones del Emisor con clientes industriales y comerciales grandes que con clientes residenciales o comerciales pequeños.

Las actividades de investigación y desarrollo de productos del Emisor (incluyendo procesos aplicables a las actividades desarrolladas por el Emisor) se realizan al nivel del Grupo Gas Natural Fenosa, por lo que el Emisor no realiza de propia cuenta dichas actividades. En virtud de lo anterior, el Emisor no ha realizado inversiones importantes a dicho respecto en los últimos 3 ejercicios.

2.4. Principales Clientes

El Emisor considera que no tiene dependencia de uno o un grupo de clientes.

En sus operaciones con clientes industriales, el Emisor contaba, al 31 de diciembre de 2010, con 394 clientes. Si bien el Emisor cuenta con un cliente llamado Iberdrola Energía Monterrey, S.A. de C.V., que es una empresa afiliada de Iberdrola, uno de los accionistas del Emisor, según se describe en la sección “V. ADMINISTRACIÓN - 3. ADMINISTRADORES Y ACCIONISTAS” del presente Prospecto, operador de 2 plantas de ciclo combinado cuyas ventas en 2010 representaron 38% de las ventas totales consolidadas del Emisor en dicho año. Sin embargo, considerando que dichas ventas incluyen el componente de precio del gas natural el cual el Emisor básicamente paga a Pemex, la aportación de dichas ventas al margen bruto del Emisor en dicho periodo representó aproximadamente el 1%.

En sus operaciones comerciales y residenciales, la clientela del Emisor se encuentra aún más pulverizada, contando con 1,206,741 clientes al 31 de diciembre de 2010.

2.5. Legislación Aplicable y Situación Tributaria

Legislación Aplicable

Las operaciones del Emisor como titular de los Permisos se encuentran reguladas por diversas leyes, reglamentos, circulares, directivas y normas oficiales especializadas. Adicionalmente, el Emisor se encuentra sujeto a otras leyes de aplicación general a sociedades anónimas mexicanas y en su caso, a partir de la aprobación del Programa, de normas aplicables a emisores de valores registrados en el RNV. A continuación se presenta un breve resumen de la regulación más relevante a la que se encuentra sujeta el Emisor.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

Entre otras disposiciones, la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece la rectoría del estado mexicano sobre ciertos sectores y el dominio directo sobre ciertos recursos naturales, tales como los hidrocarburos. Adicionalmente, la Constitución establece las facultades del estado para concesionar u otorgar permisos respecto de ciertos sectores sujetos a la exclusividad del gobierno mexicano.

Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo

Si bien la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo confirma el dominio directo, inalienable e imprescriptible del gobierno mexicano respecto de los carburos de hidrógeno en territorio mexicano y la exclusividad de Pemex y sus organismos subsidiarios en el desarrollo de las actividades del sector, dicha ley permite que el transporte, almacenamiento y distribución del gas se pueda llevar a cabo, previo permiso, por los sectores sociales y privados, los cuales podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.

Dicha ley establece los fundamentos con base en los cuales la SENER podrá otorgar permisos para, entre otras, la actividad de distribución de gas natural, estableciendo además los lineamientos generales para el otorgamiento y terminación de dichos permisos. Entre las demás disposiciones relevantes de dicha Ley, la misma establece las bases para la emisión de la regulación específica aplicable a la industria del gas natural además de establecer obligaciones generales a cargo de los permisionarios respectivos (incluyendo respecto de la prestación de los servicios respectivos, obligaciones de reportar y la aplicación de tarifas).

Reglamento de Gas Natural

El Reglamento de Gas Natural es el principal ordenamiento legal que regula las actividades específicas del Emisor. El objetivo primordial del Reglamento de Gas Natural es regular las VPM y las actividades, en materia de gas natural que no forman parte de la industria petrolera nacional y que por ende no se encuentran reservadas a Pemex y sus organismos subsidiarios.

El Reglamento establece, respecto de los permisos de distribución de gas natural (al igual que respecto de los permisos de transporte y almacenamiento):

- requisitos aplicables al funcionamiento de los permisionarios tales como requisitos de capitalización, prohibiciones de integración vertical, etc.;
- las reglas aplicables a la vigencia y duración (así como renovación) de los permisos;
- las reglas aplicables a la modificación, transmisión, extinción y revocación de los permisos;
- los requisitos que deberán de reunir los permisos;
- los procedimientos para el otorgamiento de los permisos (tanto a petición de parte como mediante licitación pública);
- reglas especialmente aplicables a los permisos de distribución como lo son aquellas relativas al establecimiento de las zonas geográficas y su modificación así como la exclusividad otorgada a los permisionarios iniciales en una determinada zona geográfica;
- las reglas relativas a la prestación de los diversos servicios incluyendo obligaciones específicas de los permisionarios (tales como en materia de seguridad y en la prestación de los servicios); y
- la regulación tarifaria (incluyendo respecto de los elementos que deberán de cubrir las tarifas y reglas respecto de su actualización y revisión por parte de la CRE).

Normas Oficiales Mexicanas y Directivas en Materia de Gas Natural

Además de las leyes y reglamentos mencionados con anterioridad existen diversas Normas Oficiales Mexicanas y Directivas emitidas por la CRE que son relevantes incluyendo Directivas y Normas Oficiales Mexicanas relativas a:

- tarifas;
- calidad de gas natural; y
- especificaciones relativas a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución.

Ley de la Comisión Reguladora de Energía

Según se describe más adelante, la principal entidad gubernamental encargada de supervisar las actividades de permisionarios de gas natural (como el Emisor) es la CRE, un órgano desconcentrado de la SENER. La Ley de la Comisión Reguladora de Energía establece tanto las atribuciones y facultades de la CRE en el ámbito de su actuación como la organización interna de dicha entidad.

Otras Disposiciones Relevantes

Las operaciones del negocio del Emisor se encuentran sujetas a otras normas que pueden afectar su operación. Dichas normas incluyen las leyes ambientales locales, las leyes y reglamentos de protección civil y desarrollo urbano locales y los reglamentos de tránsito y vialidad. Dichas disposiciones pueden contener reglas que afecten diversos aspectos del negocio del Emisor, como lo podrían ser:

- la necesidad de obtener permisos ambientales o realizar estudios de impacto ambiental;
- requisitos aplicables al tendido de la red de distribución de gas natural del Emisor en las diversas localidades en las que opera; y
- especificaciones técnicas relativas a los ductos tendidos por el Emisor.

Disposiciones de carácter Corporativo

Adicionalmente a las leyes y reglamentos descritos con anterioridad respecto del negocio del Emisor, aquellas disposiciones legales corporativas de carácter general, como la Ley General de Sociedades Mercantiles, la Ley del Mercado de Valores (que regula al Emisor en su carácter de emisor de valores), la Circular Única, entre otras, son aplicables al Emisor.

Autoridades Supervisoras

Como permisionario de permisos para la distribución de gas natural, las principales autoridades supervisoras del Emisor son la SENER y la CRE, en el entendido que es la CRE la entidad dotada de mayores facultades en esta materia.

La CRE es el órgano desconcentrado de la SENER, que goza de autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión para promover el desarrollo eficiente de (i) las VPM del gas, del combustóleo y de los petroquímicos básicos, (ii) el transporte y distribución de gas, de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos, que se realice por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución, de dichos productos, y (iii) el transporte y distribución de bioenergéticos que se realice por ductos, así como el almacenamiento de los mismos que se encuentren directamente vinculado a los sistemas de transporte o distribución por ducto, así como las terminales de importación o distribución de dichos productos. Asimismo, la CRE es el órgano responsable de otorgar los permisos de distribución de gas a particulares, así como de supervisar, monitorear e inspeccionar sus operaciones y el cabal cumplimiento a los permisos correspondientes.

La CRE puede imponer sanciones administrativas y multas en caso de incumplimiento a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, al Reglamento de gas natural, a los permisos de distribución, y a cualquier regulación que emanen de estas disposiciones;

Adicionalmente, como una sociedad con operaciones en México, el Emisor puede estar sujeto a la jurisdicción de diversas autoridades federales, estatales y municipales (o delegacionales).

Situación Fiscal

El Emisor es contribuyente del ISR, el IETU y el IVA, conforme a las leyes respectivas y demás disposiciones aplicables. Actualmente, el Emisor no está sujeto a auditorías o procedimientos por parte de las autoridades hacendarias.

2.6 Recursos Humanos

A continuación se presenta el número de empleados del Emisor al cierre de los tres últimos ejercicios, divididos entre empleados de confianza no sindicalizados, empleados sindicalizados y empleados externos o temporales. Si bien las operaciones del Emisor se han intensificado en años recientes dada la expansión de su red de distribución y captación de clientes adicionales, su número de empleados se ha mantenido relativamente estable considerando que las actividades de construcción de su red de distribución y la comercialización de sus productos se realiza a través de empresas contratistas especializadas en labores de construcción, comercialización, entre otras. El crecimiento que muestra la tabla siguiente en empleados externos durante el periodo de 2009-2010 se debe principalmente al crecimiento comercial del Emisor en diversas Zonas Geográficas durante dicho periodo y a proyectos relacionados con control y medición y recuperación de medidores del área de servicio al cliente del Emisor.

Tipo	Empleados		
	2008	2009	2010
Confianza	537	519	556
Sindicalizados	101	94	103
Externos	56	63	119

El Emisor y sus subsidiarias han celebrado contratos colectivos de trabajo con el Sindicato de Trabajadores de la Industria del Gas, Similares y Conexos de la República Mexicana (afiliados a la CTM), el Sindicato de Trabajadores y Empleados en Empresas Distribuidoras de Gas, Similares y Conexos de Nuevo Laredo, Tamaulipas (afiliado a la CTM) y el Sindicato Nacional de Trabajadores de Productos Derivados del Petróleo, sus Distribuidores y Expendedores, Servicios de Lubricación, Similares y Conexos de la República Mexicana. Todos los contratos colectivos de trabajo suscritos por el Emisor y sus subsidiarias son revisables en su integridad cada 2 años y respecto de salarios y demás prestaciones cada año. El Emisor considera que las relaciones que mantiene con dichos sindicatos son buenas.

2.7. Desempeño Ambiental

El Emisor se encuentra sujeto a regulación en materia ambiental tanto de carácter federal como local. La Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Medio Ambiente y sus diversos reglamentos (incluyendo aquellos relacionados con la determinación de impacto ambiental y de prevención y control de la contaminación de la atmósfera) califican la distribución de gas natural como una actividad de riesgo (al implicar el manejo de hidrocarburos) la cual amerita la obtención de diversos permisos para su operación. Conforme a dicha regulación, cada uno de los proyectos desarrollados en cada Zona Geográfica requiere de autorizaciones de impacto y riesgo ambiental. Es requisito para la obtención de dichas autorizaciones la realización de estudios de impacto ambiental respecto de los proyectos correspondientes. Adicionalmente, dichas autorizaciones imponen obligaciones de reportar periódicamente a la Secretaría del Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca entre otras, en materia de cumplimiento con la normatividad ambiental. A la fecha del presente Prospecto todas dichas autorizaciones se encontraban vigentes o en proceso de renovación.

Además de la Secretaría del Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca, la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente esta facultada para supervisar al Emisor y sus subsidiarias en el desarrollo de sus proyectos.

La regulación en materia local no se refiere típicamente a las actividades del Emisor en materia de distribución de hidrocarburos (la cual se encuentra bajo jurisdicción federal), sino más bien a obligaciones relativas al manejo de residuos (separación y disposición). Diversas autoridades locales tienen facultades de supervisión y auditoría respecto del Emisor y sus operaciones.

El Emisor se ha adherido al Programa Nacional de Auditoría Ambiental, lo que implica la contratación de auditorías e inspecciones en materia ambiental por el propio Emisor con unidades de verificación acreditadas, que inspeccionan temas relacionados con el cumplimiento normativo en la materia.

El Emisor conduce sus negocios en cumplimiento con la Política de Gestión Medioambiental del Grupo Gas Natural, una política desarrollada e implementada a nivel global para dicho grupo. Los compromisos expresados en dicha política incluyen:

- el manejo del impacto ambiental derivado de sus actividades, instalaciones, procesos y servicios;
- la adaptación y el cumplimiento continuo con la legislación en materia medioambiental y la observancia de principios internacionales en aquellas áreas no reguladas a nivel local;
- la aplicación del principio básico de la prevención de la contaminación en la planificación e implementación de sus proyectos;
- la colaboración con las diversas autoridades o entidades privadas en la búsqueda de soluciones a los problemas medioambientales planteados por el ejercicio de su actividad;
- la incorporación de criterios medioambientales en los procesos de negocios;
- la comunicación de procedimientos y requisitos medioambientales a los contratistas correspondientes;
- facilitar la comunicación medioambiental interna y externa con criterios de transparencia y divulgación de resultados;
- la promoción de la formación medioambiental de las personas involucradas en la gestión de las operaciones e instalaciones del Emisor; y
- la aplicación de la mejora continua mediante la evaluación sistemática y periódica del sistema de gestión medioambiental del Emisor mediante, entre otras, la realización de auditorías.

El Emisor cuenta con un área interna denominada Normalización Técnica y Medio Ambiente cuyas funciones incluyen la implementación y el mantenimiento del sistema de gestión medioambiental del Emisor, la supervisión del cumplimiento normativo en la materia y el mantenimiento del certificado ISO-14001 con el que cuenta el Emisor.

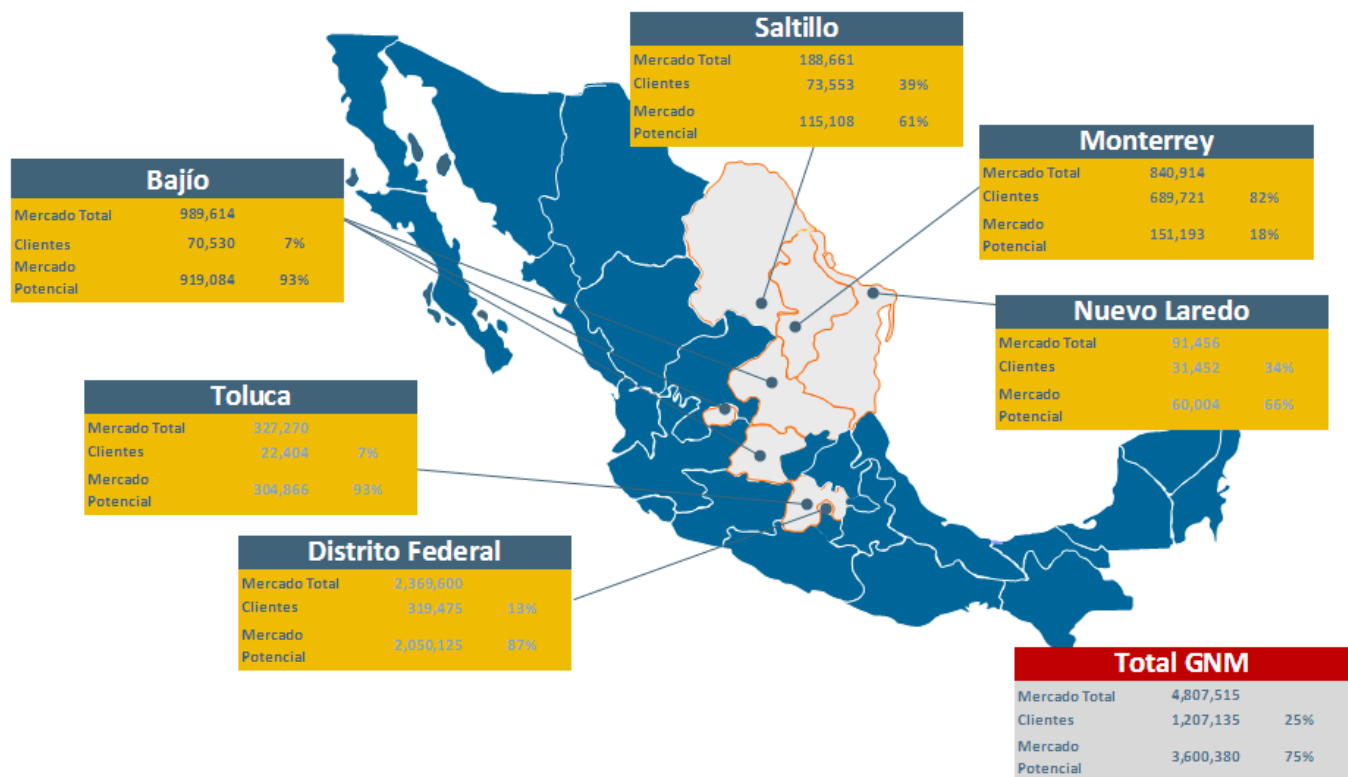
A la fecha del presente Prospecto, el Emisor no ha tenido contingencias ambientales de relevancia.

2.8. Información de Mercado

El Emisor no cuenta con información de terceros verificable relativa a los participantes en los distintos mercados en los que opera o cifras relativas a participación de mercado. Por diversas circunstancias que se describen más adelante respecto de cada tipo de operaciones del Emisor, puede resultar imposible determinar la identidad de los competidores principales del Emisor, ya que la existencia de participantes en la industria puede no ser el único factor que influya en la comercialización de los servicios del Emisor.

En sus operaciones con clientes industriales, el Emisor considera que definir un mercado y los competidores respectivos resulta complejo derivado de las características y necesidades particulares de cada sector industrial y cada participante en el mismo (incluyendo requisitos técnicos de hidrocarburos que pueden ser utilizados en sus procesos productivos, ubicación y cercanía a fuentes de energía, la capacidad de clientes de conectarse directamente al sistema nacional de gasoductos, entre otros). El Emisor considera que su principal competencia en el sector industrial no la constituyen determinados participantes en específico, sino otras fuentes de energía disponibles para sus potenciales clientes. Los proveedores de dichas fuentes de energía pueden ser organismos descentralizados como Pemex o la Comisión Federal de Electricidad o proyectos energéticos en específico.

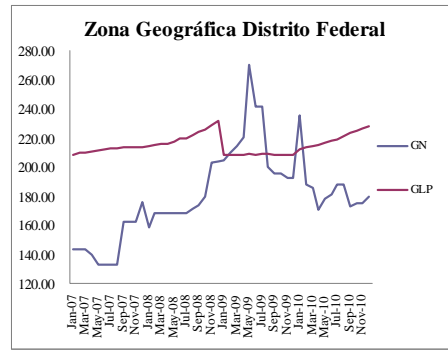
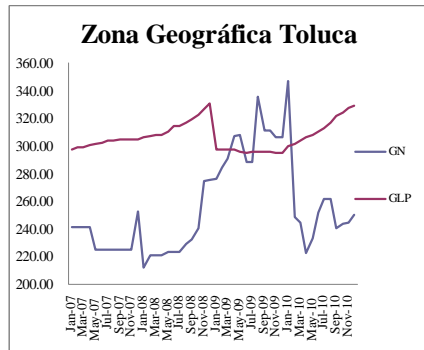
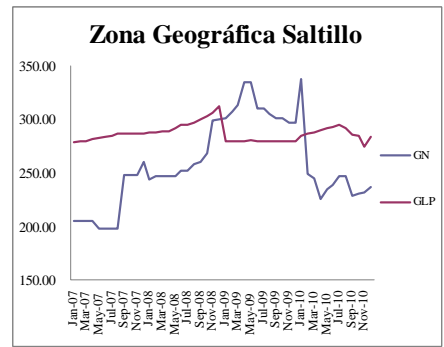
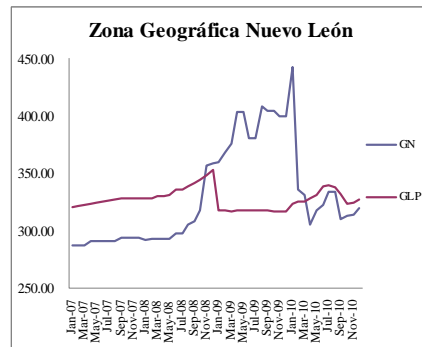
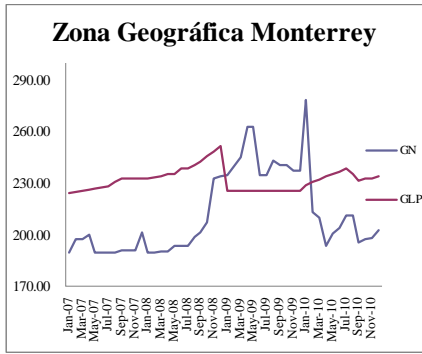
En el mercado residencial y comercial el Emisor considera que su mercado potencial consiste en aquellas viviendas y comercios con conexión a tuberías de agua potable. El Emisor considera que puede conectar gas natural a todos aquellos hogares y comercios que cuentan con dichas conexiones hidráulicas. El mapa que se muestra a continuación identifica, respecto de cada Zona Geográfica en la que participa el Emisor, el mercado total, los clientes actuales (al 31 de diciembre de 2010) del Emisor y el mercado potencial en las mismas.



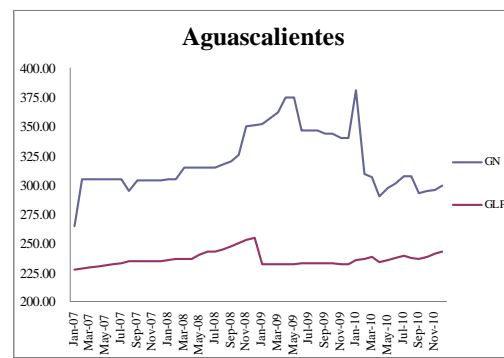
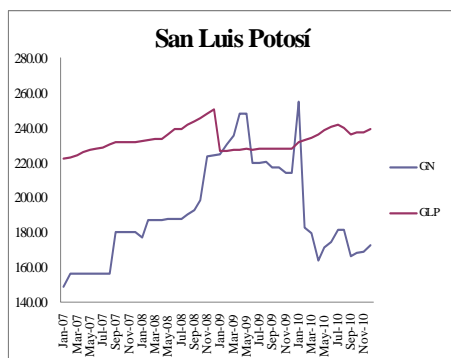
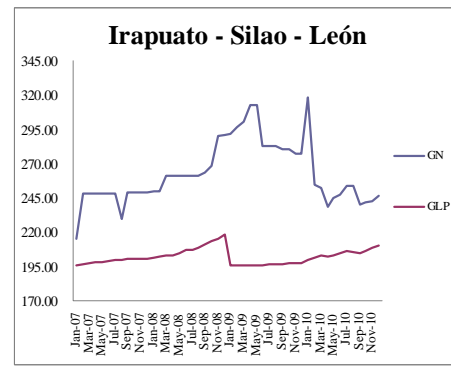
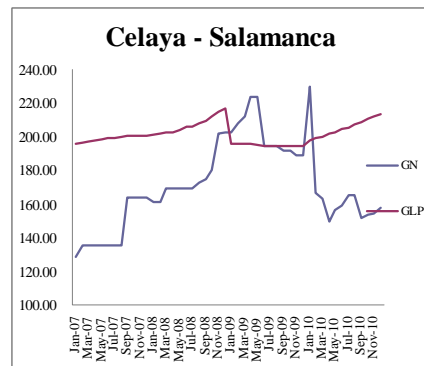
Los principales competidores del Emisor en el mercado residencial y comercial son los distribuidores de gas LP. La mayoría de dichos distribuidores cubren únicamente determinadas zonas de influencia, por lo que no compiten con el Emisor en todas sus Zonas Geográficas. El Emisor no cuenta con información acerca de la participación de los distintos distribuidores de gas LP.

El Emisor considera el precio de los distintos hidrocarburos como un factor determinante para el crecimiento de su negocio y la incorporación de un número relevante de clientes potenciales identificados en las gráficas anteriores. Al ser un derivado

del petróleo, el Emisor considera que el gas LP cuenta con subsidios importantes. Sin perjuicio de lo anterior, aún considerando que el precio del gas natural es un precio de mercado, el mismo se ha mostrado más competitivo que el del gas LP. A continuación se muestran gráficas que evidencian el precio del gas natural distribuido por el Emisor y el gas LP distribuido por sus competidores en las distintas Zonas Geográficas en las que operan.



Zona Geográfica Bajío



Si bien la exclusividad de los Permisos del Emisor ha expirado, el Emisor no considera que la incursión en sus Zonas Geográficas por otro distribuidor de gas natural sea probable dadas las importantes barreras de entrada que existirían (principalmente los niveles de inversión

requeridos).

El Emisor considera que las principales ventajas competitivas de los servicios que presta derivan de los beneficios relacionados con el producto que distribuye, es decir, el gas natural. Dichas ventajas se describen a detalle en la sección “III. EL EMISOR – 2. Descripción del Negocio – 2.1. Actividad Principal – Productos y Servicios – El Gas Natural” del presente Prospecto.

2.9. Estructura Corporativa

La integración actual del capital social del Emisor y sus principales accionistas se encuentran descritos en la sección “V. ADMINISTRACIÓN - 3. ADMINISTRADORES Y ACCIONISTAS” del presente prospecto.

Asimismo la gráfica que refleja la estructura corporativa del Emisor se encuentra plasmada en la sección “III. EL EMISOR - 1. HISTORIA Y DESARROLLO DEL EMISOR” del presente prospecto.

2.10. Descripción de Principales Activos

Los principales activos fijos del Emisor son sus redes de distribución, las cuales se integran principalmente por las estaciones de regulación y medición del Emisor en las que el Emisor recibe el gas de su proveedor (según se describe con anterioridad, a las que comúnmente se les denomina “city gates”), la tubería de alta presión consistente en ductos de acero que llevan el gas de los city gates hasta los centros de población, las estaciones de regulación y medición que disminuyen la presión del gas y sirven como medidores, la tubería de media y baja presión consistente principalmente en ductos de polietileno y las acometidas con las que la red del Emisor se conecta con los sistemas de sus clientes. Según se menciona en la sección “III. EL EMISOR – 2. Descripción del Negocio – 2.1. Actividad Principal - Servicio Regulado de Distribución y Comercialización de Gas Natural” de este Prospecto, las mencionadas acometidas y sus características dependerán de la naturaleza del cliente y sus necesidades.

A continuación se presenta una tabla que describe la magnitud del sistema de ductos propiedad del Emisor, desglosado por la Zona Geográfica en la que se encuentran dichos ductos. La información se presenta al 31 de diciembre de 2010.

Zona Geográfica	Km. Alta Presión	Km. Media/Baja Presión	Total – Zona Geográfica
Monterrey	234.5	9,390.3	9,624.8
Nuevo Laredo	27.7	656.6	684.3
Saltillo Ramos Arizpe-Arteaga	168.3	1,251.1	1,424.3
Metropolitana de Toluca	34.5	478.6	513.2
Del Bajío	190.3	1,602.0	1,792.3
Distrito Federal	310.7	2,118.3	2,429.0
Total Red	966.0	15,501.9	16,467.9

A continuación se presenta una tabla que muestra el número de estaciones de regulación y medición propiedad del Emisor ubicadas en cada una de las Zonas Geográficas que atiende al 31 de diciembre de 2010. Para efectos de la información presentada a continuación, las estaciones de regulación y medición distritales son aquellas que sirven para efectos de regulación y medición en cada Zona Geográfica (para atender a distritos dentro de dichas Zonas Geográficas) en tanto las industriales son las que conectan las redes del Emisor con aquellas de sus clientes industriales.

Zona Geográfica	Estaciones Distritales	Estaciones Industriales	Total – Zona Geográfica
Monterrey	973	301	1,274
Nuevo Laredo	52	28	80
Saltillo Ramos Arizpe-Arteaga	118	18	136
Metropolitana de Toluca	11	106	117
Del Bajío	53	175	228
Distrito Federal	103	191	294
Total Red	1,310	819	2,129

A continuación se presenta una tabla, con información al 31 de diciembre de 2010 que muestra las acometidas propiedad del Emisor por cada Zona Geográfica. Las acometidas identificadas como acometidas cortas son aquellas con una longitud de 5 metros o menor y las largas son aquellas con una longitud mayor a 5 metros.

Zona Geográfica	Acometidas Cortas	Acometidas Largas	Total – Zona Geográfica
Monterrey	239,068	327,054	566,122
Nuevo Laredo	23,406	15,602	39,008
Saltillo Ramos Arizpe-Arteaga	48,668	32,442	81,110
Metropolitana de Toluca	13,393	8,930	22,323
Del Bajío	46,558	31,039	77,597
Distrito Federal	53,240	35,494	88,734
Total Red	424,333	450,561	874,894

El Emisor de manera constante realiza trabajos de mantenimiento y mejoramiento de su red. Sin perjuicio de lo anterior, considera que la misma se encuentra en un estado que es consistente con el uso de esa red y las capacidades de la misma por el propio Emisor.

El Emisor no ha otorgado los activos descritos con anterioridad como garantía de cualquier financiamiento u obligación a su cargo.

2.11. Procesos Judiciales, Administrativos o Arbitrales

De tiempo en tiempo, el Emisor y sus subsidiarias están involucrados en diversas demandas, juicios y procedimientos reglamentarios incidentales a sus operaciones de negocios.

Actualmente el Emisor está involucrado en los siguientes procesos judiciales que el Emisor considera que son de relevancia en sus operaciones. Las cifras en “pesos” o “dólares americanos” mostradas en esta sección no han sido auditadas.

- Juicios administrativos derivados de la demanda interpuesta por Metrogas en contra de la CRE, derivada de tres multas impuestas por la última por la cantidad de \$4,300,000.00 cada una. Las resoluciones con número RES/152/2004 y RES/191/007 mediante las cuales se imponían dos de las multas fueron declaradas nulas y dichas resoluciones han quedado firmes. La resolución RES/088/2007 se encuentra pendiente de sentencia en el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa.
- Juicio civil derivado de la demanda de fecha octubre de 2006, interpuesta por el Emisor, en contra de Sistema de Transporte Colectivo, de Metrorey, Sistema de Agua y Drenaje de Monterrey, derivada de la explosión ocurrida en el cuarto de semaforización de la estación del metro “San Bernabé” del Sistema de Transporte Colectivo Metro de la Ciudad de Monterrey, Nuevo León en noviembre de 2004 a través de la cual se reclama una cantidad total de \$40,200,000.00. Dicha demanda se encuentra bajo el expediente 695/2006 en el Juzgado Cuarto Civil de Monterrey, Nuevo León y el asunto se encuentra en etapa probatoria en primera instancia.
- Procedimiento administrativo derivado de un recurso de reconsideración de fecha 11 de abril de 2008, interpuesto por el Emisor ante la CRE, derivada de una multa interpuesta por la CRE por no cambiar la tubería subterránea cuando habían más de dos reportes de fuga en el cuarto de semaforización de la estación del metro “San Bernabé” del Sistema de Transporte Colectivo Metro de la Ciudad de Monterrey, Nuevo León en noviembre de 2004 a través de la cual se reclama una cantidad total \$135,720.00. Dicha demanda se encuentra bajo el expediente 10088/08-17-02-2 en la Segunda Sala Regional Metropolitana y el procedimiento se encuentra pendiente de resolución del recurso de revisión interpuesto ante la CRE.
- Proceso penal instaurado por la Procuraduría General de Justicia del Estado de Nuevo León contra quien resulte responsable, derivado de los daños y lesiones causadas la explosión ocurrida en el cuarto de semaforización de la estación del metro “San Bernabé” del Sistema de Transporte Colectivo Metro de la Ciudad de Monterrey, Nuevo León en noviembre de 2004. Dicho proceso penal se encuentra en la etapa averiguación previa.

- Juicios administrativos derivados de las demandas de fecha 15 de mayo de 2006, 6 de diciembre de 2007, 6 de diciembre de 2005 y 6 de abril de 2006 interpuesta por el Emisor y Metrogas, en contra de la CRE derivada de liberación las cartas de crédito otorgadas para garantizar el cumplimiento de compromisos de cobertura de clientes e inversión al 5° año del otorgamiento del Permisos D.F., del Permiso Toluca, del Permiso Bajío, en la cual se reclama una cantidad total de EUA\$23,200,000.00. Dicha demanda se encuentra bajo los expedientes 14889/06-17-02-2, 40425/05-17-08-7, 40427/05-17-08 acumulado con 11253/06-17-02-4 y 11252/06-17-11-7, ante la Segunda Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, la Octava Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, la Octava Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa y la Décimo Primera Sala Regional Metropolitana del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, respectivamente y los juicios se encuentran en trámite.
- Proceso penal derivado de la demanda penal interpuesta por el Dr. Eliseo Estrada en contra del Emisor, derivada de un incidente de lesión en la cual se reclama una cantidad de aproximadamente EUA \$300,000.00. La averiguación previa se encuentra en etapa de integración. Dicha demanda en consideración del asesor legal del Emisor, se solicitará pericial en materia de explosión para deslindar la responsabilidad del Emisor en el incidente.
- Juicios mercantiles derivados de dos demandas mercantiles de fecha febrero de 2010 interpuestas por el Emisor y Gas Natural Servicios, S.A. de C.V., una por cada parte actora, en contra de Corporativo Mexicano de Asesores en Negocios Comerciales, Sofom, derivada del incumplimiento de Convenio de Reconocimiento de Adeudo y Pago, en la cual se reclama una cantidad total de \$5,700,000.00. Dichas demandas se encuentra bajo los expedientes 227/2010 y 227/2010 ante el Juzgado Treinta Civil del Distrito Federal y el Juzgado Diez Civil del Distrito Federal, respectivamente, y ambos juicios ordinarios mercantiles se encuentran en etapa de emplazamiento.
- Juicio administrativo derivado de la demanda de fecha 12 de febrero de 2007 interpuesta por Metrogas en contra de Luz y Fuerza del Centro, por el incumplimiento del Contrato para el desarrollo de conexiones que permite conducir y suministrar gas natural a cinco plantas de generación de electricidad, en la cual se reclama una cantidad total de \$12,650,000.00. Dicha demanda se encuentra bajo el expediente 4554/07-17-03-2 ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa.
- Juicios de amparo de fecha 17 de julio de 2006, 31 de enero de 2007, 13 de febrero de 2008, 5 de febrero de 2009 y 3 de febrero de 2010, respectivamente, interpuestos por Metrogas mediante la cual se reclama la inconstitucionalidad de las tasas aplicables al pago de licencias de construcción especiales para la introducción de la red de gas natural en el subsuelo del D.F. Se reclama una cantidad total de \$136,905,365.55. Dicha demandas se encuentran bajo los expedientes 709/2006, 130/2007, 201/2008, 142/2009 y 63/2010, respectivamente y adicionalmente, se presentará una demanda de amparo con respecto a la cuantía indeterminada del año 2011.
- Juicio de amparo derivado de la demanda de fecha de finales de 2009 interpuesta por Trascanada y en la cual el Emisor y Gas Natural Servicios, S.A. de C.V. comparecieron como terceros perjudicados, en contra del decreto emitido por la CRE mediante el cual ordena bajar las tarifas del Permiso Bajío. Dicha demanda se encuentra bajo el expediente 24357/09-17-11-1 en la Décimo Primera Sala Regional Metropolitana del TFJFA y actualmente el juicio se encuentra en espera de que tribunal colegiado determine si otorga o no la suspensión definitiva.

En base a la información contenida en sus estados financieros, los cuales han sido auditados, el Emisor considera que no se encuentra en ninguno de los supuestos establecidos en los artículos 9 y 10 de la Ley de Concursos Mercantiles. El Emisor no ha sido declarado en quiebra, concurso mercantil y no ha estado involucrado en procedimiento similar alguno en el pasado.

2.12. Sistemas

Para el Emisor y el Garante, la informática desarrolla un papel vital ya que brinda el soporte para la gestión de la distribución del gas natural. Los sistemas de control y administración han sido desarrollados con base en la experiencia del negocio adquirida del Garante en los países en los que tiene operaciones.

Entre los principales sistemas utilizados por el Emisor en el desarrollo de su negocio se encuentran los siguientes. Todos los sistemas descritos a continuación o son propios del Emisor o son objeto de una licencia vigente titularidad del Emisor.

- *Sistema de Gestión de Clientes (SGC)*. Administra las cuentas de los clientes domésticos y comerciales y lleva un histórico de los consumos y las facturas de cada uno. Dicho sistema maneja toda la información referente a contratación, lecturas, cobranzas, facturación, asistencias técnicas.

- *SGGC (Sistema de Gestión de Gran Consumo)*. Sistema que administra los clientes de gran consumo, es decir, a los clientes industriales y comerciales grandes. Dicho sistema gestiona la medición, la facturación, cobranza, seguimiento de nuevos clientes, asistencias técnicas, y reclamaciones.
- *Sistema de Cobranza Externa*. Es un sistema que recibe los múltiples “layouts” de los bancos, que tienen los pagos realizados por los clientes domésticos, y les da el formato requerido para que sean registrados por el SGC. También utiliza un módulo para escanear los talones de las facturas recibidas en entidades externas.
- *EXEC (Extranet Empresas Colaboradoras)*. Administra y registra las actividades de comercialización del servicio de gas natural (direcciones de clientes, datos del cliente y oferta), trabajos de instalaciones de gas externas e internas y de conexión a la red, actividades de expansión de la infraestructura de gas natural (redes, acometidas) y actividades de control de calidad de los y trabajos de instalación, conexión, y expansión de red y acometidas.
- *Sistemas, Aplicaciones y Productos (SAP)*. Es un sistema ERP, el cual maneja la parte contable, financiera, de compras y materiales, de recursos humanos. Es el sistema central para las operaciones del Emisor.
- *SGM (Sistema de Gestión de Mantenimiento)*. Un sistema que administra las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de la red de gas y elementos críticos. Así como informes mensuales y anuales para la CRE.
- *ICARO (Información Cartográfica para la Administración de Redes por Ordenador)*. Contiene la consulta y explotación de la información de toda la red de gas instalada actualmente en México para la toma de decisiones.
- *SAU (Sistema de Atención de Urgencias)*. Esta aplicación se crea para gestionar las incidencias relacionadas con la distribución de gas, notificados por llamadas externas.
- *Sistema de atención a clientes (SAC)*. Es un sistema que administra las reclamaciones hechas por los clientes, así como también da seguimiento a los reclamos de clientes a las diferentes unidades ejecutoras debido alguna anomalía. Además de crear solicitudes para el servicio de gas para un cliente nuevo y un recontrato.

El Emisor cuenta con respaldos informáticos en España y en México y cuenta con planes de contingencia que permiten una operación continua sin riesgo.

IV. INFORMACIÓN FINANCIERA

1. Información Financiera Seleccionada

1.1. Información Financiera Seleccionada del Emisor

La información financiera del Emisor incluida en las diversas secciones de este Prospecto deriva de sus estados financieros auditados, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008. Los estados financieros del Emisor fueron preparados de conformidad con las NIFs vigentes en cada momento determinado. Para la preparación de los estados financieros por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, algunas cuentas de 2009 fueron reclasificadas por los auditores del Emisor en distintas partidas, por lo que las cifras de 2009 incluidas a continuación coinciden con aquellas cifras de 2009 incluidas en los estados financieros por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010.

GAS NATURAL MEXICO, S.A. DE C.V. Y SUBSIDIARIAS

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS

(subsidiarias de Gas Natural SDG, S.A., empresa Española)

(cifras expresadas en miles de Pesos)

Activo	2010	<u>31 de diciembre de</u> 2009	2008	Pasivo y capital contable	2010	<u>31 de diciembre de</u> 2009	2008
Circulante:				Pasivo a corto plazo:			
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$18,699	\$31,653	\$33,728	Proveedores	\$673,254	\$607,417	\$845,790
Instrumentos financieros derivados	923,542	1,561,523	2,112,530	Partes relacionadas	131,502	1,272,192	1,610,347
Cuentas por cobrar, neto	2,588,883	1,874,383	1,670,291	Instrumentos financieros derivados	922,004	1,559,689	2,111,178
Partes relacionadas	258,596	171,338	*	Préstamos bancarios	1,318,000	113,000	1,437,537
Inventario de materiales y refacciones	93,301	111,493	153,339	Porción a corto plazo de la deuda a largo plazo	2,267,877	272,121	260,000
				Otras cuentas y gastos acumulados por pagar	434,739	427,162	427,340
Total activo circulante	3,883,021	3,750,390	3,969,888				
Derechos de cobro financiados	642,069	-	-				
Líneas de gasoductos, inmuebles y equipos, neto	7,821,759	7,753,905	7,750,915	Total pasivo a corto plazo	5,747,379	4,251,581	6,692,192
Inversión en asociadas	62,008	40,829	31,057	Pasivo lato plazo:			
				Deuda a largo plazo	1,520,000	3,004,241	1,040,000
Crédito mercantil	479,758	479,758	479,758	Instrumentos financieros derivados	4,104	-	3,282
				Exceso de pasivos sobre activos de subsidiaria con capital deficitario	215,623	171,654	125,718
Impuestos a la utilidad diferidos	88,870	268,919	197,741	Beneficios a los empleados	20,261	15,009	10,684
				Total pasivo a largo plazo	1,759,988	3,190,904	*
				Total pasivo	7,507,367	7,442,485	7,871,876
Cargos diferidos, neto	35,828	37,101	53,428	Capital contable:			
				Capital social	5,294,692	5,294,692	5,294,692
Depósitos en garantía y otros activos	31,856	23,913	27,416	Utilidades acumuladas (déficit)	240,626	(385,010)	(659,404)
				Total participación controladora	5,535,318	4,909,682	4,635,288
				Total participación no controladora	2,484	2,648	3,039
				Total capital contable	5,537,802	4,912,330	4,638,327
				Compromisos y contingencias			
Total activo	\$13,045,169	\$12,354,815	\$12,510,203	Total pasivo y capital	\$13,045,169	\$12,354,815	\$12,510,203

contable

- Concepto no detallado en los balances generales consolidados correspondientes.

GAS NATURAL MEXICO, S.A. DE C.V. Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS

(cifras expresadas en miles de Pesos)

	<u>2010</u>	Año que terminó el <u>31 de diciembre de</u> <u>2009</u>	<u>2008</u>
Ingresos por:			
Ventas netas de gas	\$3,151,910	\$3,640,423	*
Servicios de distribución, conexión y otros	2,689,600	2,332,808	*
Total ingresos	5,841,510	5,973,231	6,918,136
Costo de ventas por:			
Ventas de gas	(3,151,101)	(3,642,750)	*
Servicios de distribución, conexión y otros	(688,224)	(767,504)	*
Total costo de ventas	(3,839,325)	(4,410,254)	(4,922,217)
Utilidad bruta	2,002,185	1,562,977	1,995,919
Gastos de operación	(798,725)	(806,665)	(1,257,981)
Utilidad de operación	1,203,460	756,312	737,938
Otros gastos (productos), neto	(1,271)	58,451	(968)
Resultado integral de financiamiento:			
Intereses a favor	88,918	93,966	*
Intereses a cargo	(455,130)	(506,027)	*
Gastos financieros, neto	(366,212)	(412,061)	(429,636)
Utilidad (pérdida) en cambios, neto	2,723	(3,940)	(10,748)
Utilidad antes de participación en los resultados de asociadas	838,700	398,762	296,586
Participación en los resultados de asociadas	(22,798)	(35,655)	(58,957)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	815,902	363,107	237,629
Impuestos a la utilidad	(183,109)	(68,255)	(31,340)
Utilidad neta consolidada del año	632,793	294,852	206,289
Pérdida neta de la participación no controladora	164	391	691
Utilidad neta de la participación controladora	\$632,957	295,243	\$206,980

* Concepto no detallado en los estados consolidados de resultados correspondientes.

1.2. Información Financiera Seleccionada del Garante

La información financiera del Garante incluida en las diversas secciones de este Prospecto deriva de sus cuentas anuales consolidadas auditadas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008. Las cuentas anuales consolidadas del Garante fueron preparadas de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea (*International Financial Reporting Standards, as adopted by European Union –IFRS–EU*) y no han sido ajustadas de manera alguna para adaptarse a los NIFs. Las cifras presentadas se denominan en Euros. Al 31 de diciembre de 2010, el tipo de cambio Euro-Peso era equivalente a \$16.5299 por Euro (según fue publicado por Banco de México).

GAS NATURAL FENOSA Balance de situación consolidado (en millones de euros)

	31-12-2010	31-12-2009 ⁽¹⁾	01-01-2009 ⁽¹⁾	31-12-2008 ⁽²⁾
ACTIVO				
Inmovilizado intangible	11,223	11,386	2,500	1,617
Fondo de comercio	6,002	6,056	546	546
Otro inmovilizado intangible	5,221	5,330	1,954	1,071
Inmovilizado material	23,206	23,370	8,923	9,988
Inversiones contabilizadas por el método de la participación (<i>Nota 7</i>)	105	141	42	42
Activos financieros no corrientes	694	670	2,820	2,820
Activo por impuesto diferido)	957	956	339	339
ACTIVO NO CORRIENTE	36,185	36,523	14,624	14,806
Activos no corrientes mantenidos para la venta	707	1,694	5	5
Existencias	755	740	560	560
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4,592	4,232	2,785	2,785
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	3,946	3,452	2,370	2,370
Otros deudores	534	740	398	398
Activos por impuesto corriente	112	40	17	17
Otros activos financieros corrientes	1,901	1,389	360	360
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1,203	589	249	249
ACTIVO CORRIENTE	9,158	8,644	3,959	3,959
TOTAL ACTIVO	45,343	45,167	18,583	18,765
PATRIMONIO NETO Y PASIVO				
Capital	922	922	448	448
Prima de emisión	3,331	3,331	-	-
Reservas	6,106	5,675	5,158	5,158
Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante	1,201	1,195	1,057	1,057
Dividendo a cuenta	(324)	(324)	(215)	(215)
Ajustes por cambios de valor	148	(118)	(72)	(72)
Activos Financieros disponibles para la venta	-	19	57	57
Operaciones de cobertura	(39)	(99)	(78)	(78)
Diferencias de conversión	187	(38)	(51)	(51)
Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante	11,384	10,681	6,376	6,376
Intereses minoritarios	1,590	1,496	345	345
PATRIMONIO NETO	12,974	12,177	6,721	6,721
Subvenciones	657	520	424	606
Provisiones no corrientes	2,865	1,881	625	625
Pasivos financieros no corrientes	18,176	18,658	4,451	4,451
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	17,805	18,222	4,449	4,449
Otros pasivos financieros	371	436	2	2
Pasivo por impuesto diferido	2,704	2,700	526	526
Otros pasivos no corrientes	1,040	1,077	706	706
PASIVO NO CORRIENTE	25,442	24,836	6,732	6,914
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	350	484	-	-
Provisiones corrientes	127	128	146	146
Pasivos financieros corrientes	2,130	2,849	934	934
Deudas con entidades de crédito y obligaciones	1,887	2,650	924	924
Otros pasivos financieros	243	199	10	10
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar	3,658	4,013	2,865	2,865
Proveedores	3,005	3,322	2,345	2,345

Otros acreedores	468	465	311	311
Pasivos por impuesto corriente	185	226	209	209
Otros pasivos corrientes)	662	680	1,185	1,185
PASIVO CORRIENTE	6,927	8,154	5,130	5,130
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	45,343	45,167	18,583	18,765

- (3) Con fecha 1 de enero de 2010 Gas Natural Fenosa ha aplicado la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” de forma retrospectiva, reexpresando los balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero 2009 a efectos comparativos.
- (4) El balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2009 contiene los activos y pasivos de Unión Fenosa, que no figuran en el Balance de situación a 31 de diciembre de 2008.

GAS NATURAL FENOSA
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada (en millones de euros)

	Año que terminó el 31 de diciembre de		
	2010	2009 ^{(1) (2)}	2008
Importe neto de la cifra de negocio	19,630	14,873	13,544
Aprovisionamientos	(12,970)	(9,133)	(9,796)
Otros ingresos de explotación	258	200	58
Gastos de personal	(798)	(600)	(338)
Otros gastos de explotación	(1,912)	(1,594)	(985)
Amortización de inmovilizado	(1,716)	(1,389)	(726)
Imputación de subvenciones de inmovilizado y otras)	31	38	37
Otros resultados	370	50	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	2,893	2,445	1,794
Ingresos financieros	118	85	132
Gastos financieros	(1,165)	(925)	(419)
Variaciones de valor razonable en instrumentos financieros	(6)	25	17
Diferencias de cambio	(6)	1	7
Resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	44	101	14
RESULTADO FINANCIERO	(1,015)	(713)	(249)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	5	59	6
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1,883	1,791	1,551
Impuesto sobre beneficios	(468)	(440)	(379)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1,415	1,351	1,172
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	-	39	-
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1,415	1,390	1,172
Atribuible a:			
Sociedad dominante	1,201	1,195	1,057
Intereses minoritarios	214	195	115
	1,415	1,390	1,172
Beneficio en euros por acción básico y diluido de actividades continuadas atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante	1.30	1.45	2.05

Beneficio en euros por acción básico y diluido atribuible a los accionistas de la Sociedad dominante

1.30 1.48 2.05

(1) Con fecha 1 de enero de 2010 Gas Natural Fenosa ha aplicado la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” de forma retrospectiva, reexpresando la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del ejercicio 2009 a efectos comparativos.

(2) La cuenta de resultados consolidada del ejercicio 2009 incorpora las operaciones de Unión Fenosa solamente desde el 30 de abril de 2009.

2. INFORMACIÓN FINANCIERA POR LÍNEA DE NEGOCIO, ZONA GEOGRÁFICA Y VENTAS DE EXPORTACIÓN.

El Emisor no considera que la información financiera correspondiente a cada Zona Geográfica sea representativa de su desempeño total. Así mismo, el Emisor no produce información financiera por tipo de cliente. Sin embargo, a continuación se presenta, para los ejercicios de 2010, 2009 y 2008, un desglose de los ingresos por ventas en cada Zona Geográfica y de la participación en el margen del Emisor de cada tipo de cliente.

Ingresos por ventas en cada Zona Geográfica (cifras en millones de pesos)

	2010	2009	2008
Monterrey	2,760	2,883	3,416
Nuevo Laredo	155	167	177
Saltillo	551	502	728
Toluca	152	149	155
Bajío	756	697	916
Distrito Federal	1,010	1,072	1,114
Total	5,384.7	5,470.0	6,505.8

Participación en el margen del Emisor de cada tipo de cliente (cifras en millones de pesos)

	2010	2009	2008
Doméstico / Comercial	1,837	1,520	1,439
Industrial	134	113	110
Acceso de Terceros a la Red (ATR)	239	173	165
Total	2,210.2	1,805.5	1,714.3

3. INFORME DE CRÉDITOS RELEVANTES

El Emisor financia sus operaciones principalmente mediante líneas de crédito contratadas con bancos comerciales. La mayoría de las líneas de crédito contratadas por el Emisor a la fecha del presente Prospecto se encuentran garantizadas de manera incondicional e irrevocable por el Garante.

Al cierre de marzo de 2011, el Emisor contaba con líneas de crédito con 5 bancos comerciales locales. Dichas líneas de crédito le permiten al Emisor financiar sus necesidades de capital de trabajo, de negocio corriente y aquellas inversiones de capital que considere necesarias.

El monto total disponible al amparo de las líneas de crédito del Emisor al cierre de marzo de 2011 era de \$6,798 millones. Los recursos disponibles al amparo de líneas de crédito del Emisor han aumentado en 30% respecto de los saldos disponibles al cierre de diciembre de 2009, lo que equivale a un monto de \$1,558 millones. Los plazos de disposición de las líneas de crédito otorgadas al Emisor por bancos locales van desde 1 día hasta plazos máximos de 3 años, y pueden ser dispuestas en tasa variable. Las líneas de crédito contratadas no son revolventes, salvo aquellas en las que se especifica lo contrario.

Durante el 2010 y el primer trimestre de 2011, el Emisor mantuvo un nivel de utilización promedio de sus líneas de 87%. La siguiente tabla muestra las características generales de las líneas de crédito de corto y largo plazo contratadas por el Emisor.

Fuente de Financiamiento	CRÉDITOS					
	Fecha		Disponible	Dispuesto	Pasivos	Condiciones
	Inicio	Vencimiento			Marzo-11	
Entidades Financieras:						
<u>Corto Plazo:</u>						
Banco Santander (México), S.A. (revolvente)	23-12-09	23-06-11	1,200	598	606	Tasa Variable (TIE)
Banco Santander (México), S.A.	30-06-10	30-06-11	-	520	526	Tasa Variable (TIE)
ING Bank (México), S.A.	29-12-09	31-12-11	600	600	608	Tasa Variable (TIE)
Banco Santander (México), S.A.	28-01-11	29-03-11	68	68	69	Tasa Fija
Banco Nacional de México, S.A	25-02-11	28-03-11	250	250	252	Tasa Fija
BBVA Bancomer, S.A.	01-01-11	31-12-11	-	500	505	Tasa Variable (TIE)
Garantía Scotiabank Inverlat, S.A.	31-12-10	31-03-11	-	-	4	
Préstamos con afiliadas						
CH4 Energía (revolvente)	28-02-11	31-03-11	200	110	111	Tasa Fija
El Garante (revolvente)	24-02-11	22-11-11	2,200	1,500	1,511	Tasa Variable (TIE)
Total			4,518	4,146	4,192	
<u>Largo Plazo:</u>						
BBVA Bancomer, S.A.	30-12-09	29-12-12	1,500	1,000	1,006	Tasa Variable (TIE)
Banco Santander (México), S.A.	30-06-08	30-06-13	780	260	263	Tasa Variable (TIE)
Total			2,280	1,260	1,269	
GRAN TOTAL DEUDA FINANCIERA			6,798	5,406	5,461	

El Emisor se encuentra al corriente en la totalidad de los pagos adeudados al amparo todos los créditos o pasivos que se muestran en el balance general del Emisor.

La prelación de los pasivos del Emisor obedece únicamente al vencimiento de los mismos. La mayoría de los créditos contratados por el Emisor se encuentran garantizados por el Garante más no cuentan con garantías reales. El Emisor no ha

creado garantía o restricción alguna sobre una cantidad de efectivo o cualquier otro activo determinado para garantizar cualquier pasivo o esquema de financiamiento a su cargo. No obstante lo anterior, al amparo de ciertas líneas de crédito, el Emisor se encuentra obligado a mantener y cumplir con índices financieros relacionados con el índice de deuda financiera a EBITDA.

4. COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN Y SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR

4.1. Resultados de la Operación

El resultado de operación ha mostrado una tendencia de incremento en años recientes. Se incrementó en el 2010 en \$447 millones respecto de 2009 principalmente por la aplicación de nuevas tarifas por los servicios prestados por el Emisor, el incremento en las ventas del mercado doméstico y por la disminución de la reserva de cuentas incobrables. En el 2009 el incremento en la utilidad de operación con respecto al 2008 se originó principalmente por la aplicación de nuevas tarifas a partir del último trimestre del año y por reducciones en los gastos de operación; lo anterior fue compensado parcialmente por un incremento en la reserva de cuentas incobrables derivada de la mayor morosidad de los clientes como resultado del incremento en los precios del gas del 2008.

Sin perjuicio del incremento en el resultado operativo, los ingresos por ventas del Emisor han mostrado un decrecimiento en años recientes. El decremento en los ingresos del 2010 con respecto al 2009 fue originado principalmente por la disminución en el precio del gas y compensado en parte por el incremento en ventas en el mercado de Atención de Terceros a la Red y la aplicación de nuevas tarifas según se describe con anterioridad. La disminución de ingresos que se dio en el 2009 con respecto al 2008 fue originada por la disminución de los precios del gas y al menor consumo de los clientes industriales derivados de la disminución en la actividad económica que se experimentó en el 2009.

El resultado integral de financiamiento disminuyó en el 2010 con respecto al 2009 principalmente por el decremento en las tasas de interés compensado en parte por el aumento en los niveles de deuda derivados del financiamiento de las coberturas, de igual manera en el 2009 se registró una disminución en este rubro con respecto al 2008 por la baja en las tasas de interés.

El incremento en el impuesto a la utilidad en el 2010 se originó principalmente por el aumento en la utilidad antes de impuestos y por el cambio en la tasa de ISR del 28% al 30%. En 2009 se incrementó el impuesto con respecto al 2008 debido al reconocimiento en el 2008 de efectos positivos por el IMPAC de años anteriores. El incremento en el 2010 fue originado por la variación en la utilidad antes de impuestos por \$453 millones lo que generó un efecto de \$143 millones incluyendo el incremento de tasa del 28% al 30%. El incremento de \$36.9 millones del 2008 al 2009 se originó principalmente por el reconocimiento en el 2008 de efectos positivos por el IMPAC de años anteriores.

4.1.1 Análisis comparativo del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010 comparado con el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009

Ventas netas y servicios de distribución

Las ventas netas y servicios de distribución del Emisor provienen principalmente de las ventas de gas natural, del peaje que se cobra por el transporte del gas natural, el margen de distribución autorizado por la CRE, ingresos por conexión de nuevos clientes, ingresos por reconexión, ventas de aparatos gasodomésticos (estufas, secadoras y calentadores, entre otros), servicios de mantenimiento y asesoría técnica.

Las ventas netas y servicios de distribución del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, ascendieron a \$5,841.51 millones, lo que representa una disminución del 2.2% con relación a los \$5,973.23 millones correspondientes al mismo período de 2009. Dicha variación se debió principalmente a la disminución del precio del gas natural (para el cual la CRE establece una metodología que utiliza Pemex para fijar el precio, la cual toma como base el índice "Tetco" del Sur de Texas). Esta disminución fue compensada por la aplicación de las nuevas tarifas derivadas de los nuevos planes quinquenales y el aumento del volumen de consumo de clientes de Acceso de Terceros a la Red e industriales.

Costo de ventas

Los costos de ventas del Emisor consisten principalmente en el costo de la compra de gas natural, los servicios de transportación de gas natural (incluyendo aquellos contratados de terceros), el costo de los servicios de mantenimiento y asesoría técnica, así como de los costos de los materiales y aparatos necesarios para construir su red e instalaciones.

El costo de ventas del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, fue equivalente a \$3,839.32 millones, disminuyendo en un 12.94% con relación a los \$4,410.25 millones correspondientes al ejercicio de 2009. Esta variación se debió principalmente a la disminución del precio del gas natural.

Gastos de operación

Los gastos de operación del Emisor consisten principalmente en (i) gastos para la operación y el mantenimiento de la red de distribución (incluyendo reparaciones y correcciones pero excluyendo sustitución de tubería y componentes relacionados, los cuales se consideran como inversión de capital), el “reseguiamiento” de la red y la protección catódica de la red, (ii) gastos de comercialización para la obtención de nuevos clientes, (iii) gastos por servicios de asistencia técnica y costos informáticos, (iv) gastos de corte y reconexión, de lectura, facturación y cobro (incluyendo desde gastos impresión hasta gastos relacionados con la gestión de morosidad); y (v) gastos de mercadotecnia y publicidad.

Los gastos de operación del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, fueron equivalentes a \$798.72 millones, lo que representa una disminución en un 0.98% con relación a los \$806.66 millones correspondientes al mismo período de 2009. Esta variación se debió principalmente a una disminución en las provisiones que mantiene el Emisor respecto de los clientes morosos debido a la regularización de los mismos y a un mejor y más eficiente manejo de los gastos relacionados con la operación y mantenimiento de la red de distribución.

Otros gastos (productos) de operación

El renglón de otros gastos (productos) de operación del Emisor se refiere principalmente a la venta de bienes muebles (red, medidores, mobiliario, automóviles, servidores, entre otros) propiedad del Emisor.

Otros gastos (productos) de operación durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010 representaron -\$1.27 millones, lo que significa una variación considerable con relación a los \$58.45 millones correspondientes al mismo período de 2009. Esta variación se debió principalmente a la liquidación de los fideicomisos creados para liberar el derecho de vía de la red de distribución de gas natural, que antes de su adjudicación a favor del Emisor era propiedad de Pemex, en las diferentes Zonas Geográficas.

Resultado Integral de financiamiento

Gastos financieros, neto

Los gastos financieros del Emisor provienen principalmente del pago de intereses y comisiones al amparo de los pasivos y préstamos bancarios contratados por el Emisor, así como el costo de coberturas contratadas por el Emisor.

Los gastos financieros del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010 fueron equivalente a \$366.21 millones lo que representa una disminución en un 11.12% con relación a los \$412.06 millones correspondientes al mismo período de 2009. Esta variación se debió principalmente a una disminución en las tasas de interés.

Utilidad (Pérdida) en cambios

Las pérdidas en cambios del Emisor provienen principalmente de diferenciales cambiarios derivados de ciertos contratos de servicios contratados en dólares o en euros.

La utilidad en cambios del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010 fue equivalente a \$2.72 millones lo que representa un aumento en un 169.03% con relación a la pérdida equivalente a \$3.94 millones correspondientes al ejercicio de 2009. Esta variación se debió principalmente a los diferenciales cambiarios derivados de pasivos en moneda extranjera del Emisor.

Participación en los resultados de asociadas

La participación en los resultados de las asociadas proviene de la participación del Emisor en CH4 Energía y en Transnatural, de las cuales el Emisor es propietario del 50% del capital social de cada una de ellas. El 50% restante es propiedad de Pemex y de MI Marketing del Bajío, S.A. de C.V., respectivamente.

La participación en los resultados de asociadas del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, fue equivalente a \$22.80 millones, lo que representa una disminución del 36.04% con relación a los \$35.65 millones correspondientes al mismo período de 2009. Esta variación se debió principalmente a los diferenciales cambiarios derivados de la facturación en dólares de los servicios de capacidad y transportación de gas natural que le presta Gasoductos del Bajío,

a Transnatural y a un incremento en las utilidades de CH4 Energía en la comercialización de gas natural en la zona de influencia del gasoducto Palmillas-Toluca.

Utilidad antes de impuestos a la utilidad

La utilidad antes de impuestos del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, fue equivalente a \$815.90 millones, lo que representa un aumento del 124.70% con relación a los \$363.10 millones correspondientes al mismo período de 2009.

Impuestos a la utilidad

Los impuestos a la utilidad que el Emisor pagó durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, fueron equivalente a \$183.11 millones, lo que representa un aumento en un 168.29% con relación a los \$68.25 millones pagados respecto de 2009. El incremento en el impuesto a la utilidad en el 2010 se originó principalmente por el aumento en la utilidad antes de impuestos y por el cambio en la tasa de ISR del 28% al 30%.

Utilidad neta consolidada del año

La utilidad neta consolidada del año del Emisor para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010 fue de \$632.80 millones lo que representa un aumento del 114.62% con relación a los \$294.85 millones correspondientes al mismo período de 2009.

Utilidad neta consolidada del año controladora

La utilidad neta consolidada del año controladora del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, fue equivalente a \$632.95 millones, lo que representa un aumento en un 114.38% con relación a los \$295.24 millones correspondientes al mismo período de 2009. El aumento en dicho renglón se debe a las razones expuestas con anterioridad respecto de los demás renglones del estado de resultados del Emisor.

4.1.2 Análisis comparativo del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 comparado con el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008

Ventas netas

Las ventas netas del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 ascendieron a \$5,973.23 millones, lo que representa una disminución del 13.66% con relación a los \$6,918.12 millones correspondientes al mismo período de 2008. Dicha variación se debió principalmente a la baja del volumen de consumo de los clientes industriales derivado de la crisis económica y a la disminución en el consumo en el mercado residencial/comercial debido al incremento del precio del gas natural y a la cobertura contratada con Pemex el 31 de julio de 2008 por sugerencia del regulador, disminución que fue compensada en parte por el aumento de tarifas conforme al nuevo plan quinquenal del Permiso Monterrey, del Permiso Saltillo, del Permiso Nuevo Laredo y del Permiso Toluca presentadas en el último trimestre del año.

Costo de ventas

Debido a que para presentación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2010, los estados financieros al 31 de diciembre de 2009 fueron reclasificados para reflejar en el costo de ventas la depreciación y el costo de seguros, para efectos de que las cifras de los estados financieros al 31 de diciembre de 2008 sean comparables con las cifras reclasificadas del 2009 contenidas en los estados financieros al 31 de diciembre de de 2010, se le suman al costo de ventas de 2008 la cantidad de \$439 millones correspondientes a los conceptos de depreciación y el costo de seguros.

Dicho lo anterior, el costo de ventas del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 fue \$4,410.25 millones, disminuyendo en un 21.5% con relación a los \$5,361.2 millones correspondientes a 2008. Esta variación se debió principalmente a la disminución del precio del gas natural y a la disminución volumen de consumo de gas natural de los clientes residenciales/comercial e industrial.

Gastos de operación

Por la misma razón descrita en el primer párrafo del rubro *Costo de ventas* anterior, se le restan a los gastos de operación la cantidad de 439 millones correspondientes a los conceptos de depreciación y el costo de seguros.

Los gastos de operación del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 alcanzaron \$806.66 millones, disminuyendo en un 1.5% con relación a los \$818.90 millones correspondientes al mismo período de 2008. El Emisor considera que en dicho año llevó a cabo un mejor y más eficiente manejo de los gastos relacionados con la operación y mantenimiento de la red de distribución, no obstante el aumento de las provisiones que mantiene el Emisor respecto de los clientes morosos durante el periodo respectivo.

Otros productos (gastos) de operación

Otros productos (gastos) de operación para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 representaron \$58.45 millones, un aumento significativo con relación a los \$.96 millones correspondientes al mismo período de 2008. Esta variación se debió principalmente a ingreso no recurrente derivado de la liquidación de los fideicomisos creados para liberar el derecho de vía de la red de distribución de gas natural, que antes de su adjudicación a favor del Emisor era propiedad de Pemex, en las diferentes Zonas Geográficas.

Resultado Integral de financiamiento

Gastos financieros

Los gastos financieros del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 fueron equivalentes a \$412.06 millones, lo que representa una disminución en un 4.09% con relación a los \$429.63 millones correspondientes al mismo período de 2008. Esta variación se debió principalmente a la reducción de las tasas de interés de los pasivos contratados por el Emisor.

Pérdida en cambios

La pérdida en cambios del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 fue equivalente a \$3.94 millones lo que representa una disminución del 63.35% con relación a los \$10.75 millones correspondientes al mismo período de 2008. Esta variación se debió principalmente a los diferenciales cambiarios derivados de pasivos en moneda extranjera del Emisor.

Participación en los resultados de asociadas

La participación en los resultados de asociadas del Emisor para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 tuvo una pérdida de \$35.65 millones, lo que representa una disminución de pérdidas de un 39.52% con relación a la pérdida de los \$58.95 millones correspondientes a 2008. Esta variación se debió principalmente a los diferenciales cambiarios derivados de la facturación en dólares de los servicios de capacidad y transportación de gas natural que le presta Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C.V. a Transnatural, S. de R.L. de C.V.

Utilidad antes de impuestos a la utilidad

La utilidad antes de impuestos del Emisor durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009, fue equivalente a \$363.10 millones, lo que representa un aumento en un 52.8% con relación a los \$237.63 millones correspondientes al mismo período de 2008.

Impuestos a la utilidad

Los impuestos a la utilidad que el Emisor pagó durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 fueron equivalentes a \$68.25 millones, lo que representa un aumento del 117.77% con relación a los \$31.34 millones pagados en 2008. En 2009 se incrementó el impuesto con respecto al 2008 debido al reconocimiento en el 2008 de efectos positivos por el IMPAC de años anteriores.

Utilidad neta consolidada del año

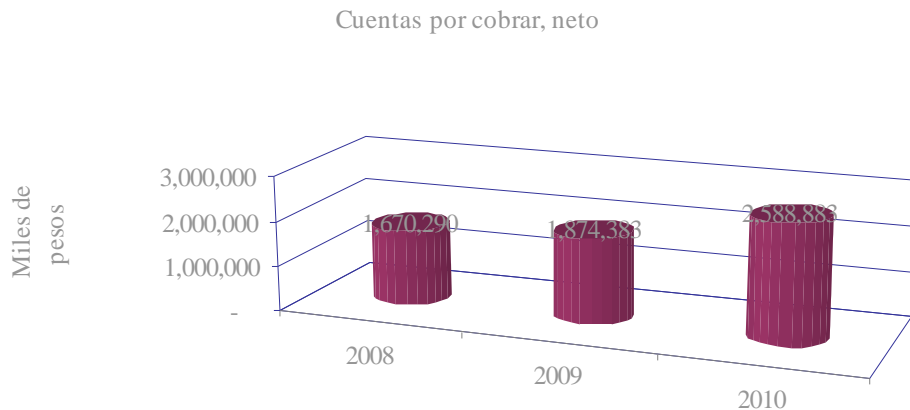
La utilidad neta consolidada del año del Emisor para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 fue equivalente a \$294.85 millones, un aumento del 42.93% con relación a los \$206.29 millones correspondientes al ejercicio de 2008. El aumento en dicho renglón se debe a las razones expuestas con anterioridad respecto de los demás renglones del estado de resultados del Emisor.

4.1.3 Partidas relevantes de los Balances Generales Consolidados

Cuentas por Cobrar, neto.

Son aquellas cuentas pendientes de cobro de los clientes residenciales (domésticos) y de los clientes industriales, entre otros, menos (i) la estimación para las cuentas de cobro dudoso, (ii) los ingresos por conexión pendientes de realizarse, y (iii) ingresos pendientes de distribución, más los impuestos a recuperar y cualquier otra cantidad adeudada por deudores diversos.

A continuación se presenta una gráfica que muestra las variaciones de las “Cuentas por Cobrar, neto” del Emisor por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

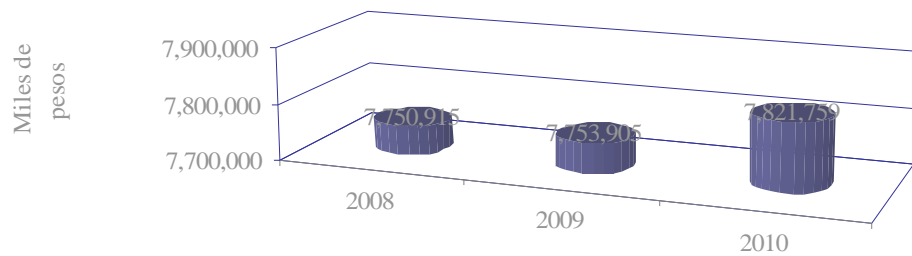


Líneas de gasoductos, inmuebles y maquinaria y equipo.

Este rubro incluye las líneas de gasoductos, equipo de medición, edificios, equipo de cómputo, equipo de transporte, muebles y enseres, y herramientas, menos la depreciación acumulada más terrenos propiedad del Emisor y sus subsidiarias.

A continuación se presenta una gráfica que muestra las variaciones de las “Líneas de gasoductos, inmuebles y maquinaria y equipo” del Emisor por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

Líneas de gasoductos, inmuebles, maquinaria y equipo



4.2 Situación Financiera, Liquidez y Recursos de Capital

Según se indica en la sección “IV. INFORMACIÓN FINANCIERA – 3. Informe de Créditos Relevantes” del presente Prospecto, las principales fuentes de financiamiento del Emisor consisten en las líneas de crédito contratadas con bancos comerciales. La principal fuente de recursos internos consiste en la cobranza del Emisor recibida de sus clientes por los servicios prestados en el curso ordinario de su negocio.

Mediante la implementación del presente Programa, el Emisor busca contar con mayores alternativas de financiamiento bursátil y pretende acceder al mercado de deuda local cuando así lo requieran sus necesidades de financiamiento. Sin embargo los montos de las Emisiones respectivas y la frecuencia de las mismas no pueden determinarse en este momento.

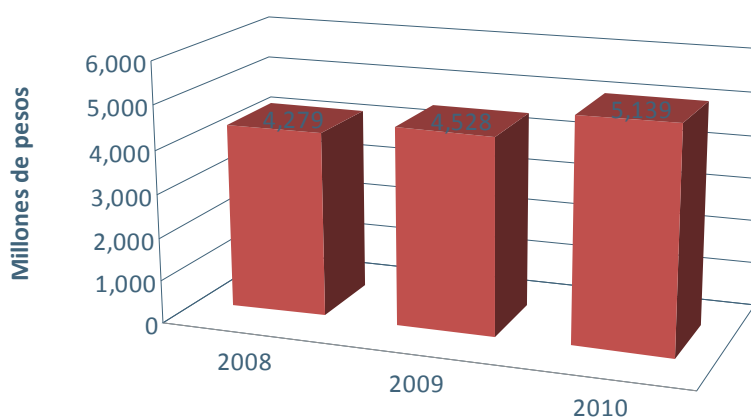
No existen restricciones acordadas por el Emisor o sus subsidiarias conforme a las cuales se restrinja a las subsidiarias del Emisor transferir recursos al Emisor.

Endeudamiento; Perfil de Deuda Contratada.

Al cierre de marzo de 2011, el Emisor contaba con pasivos por un monto de \$5,452 millones de conformidad con lo establecido en la sección “IV. INFORMACIÓN FINANCIERA – 3. Informe de Créditos Relevantes” del presente Prospecto.

A continuación se presenta una gráfica que muestra los niveles de endeudamiento del Emisor por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008.

Deuda (Pasivo)



Operaciones Fuera del Balance

A la fecha del presente Prospecto, el Emisor no ha llevado a cabo operaciones que se hayan registrado fuera de su balance general. Lo anterior no significa que en el futuro el Emisor no vaya a recurrir a operaciones que deban registrarse fuera del balance del mismo.

Inversiones de capital

Conforme a los Permisos, el Emisor está obligado a realizar inversiones de capital para mantener, desarrollar y expandir las redes de tubería subterránea de distribución. En el pasado, el Emisor ha realizado las inversiones descritas en la sección “III. EL EMISOR - 2. Descripción del Negocio” y para el 2011 tiene un presupuesto de inversiones de capital de \$735 millones que destinará principalmente a la ampliación y mejoramiento de su red de distribución y equipos accesorios. El Emisor financiará la realización de dichas inversiones a través de sus fuentes de financiamiento externas descritas con anterioridad y sus fuentes de liquidez interna.

Políticas de Tesorería

La administración de las políticas de tesorería y administración de riesgos del Emisor está a cargo de la dirección económico-financiero del Emisor. El principal objetivo del Emisor es la eficiencia en el uso de sus recursos. Sus políticas al respecto se basan en las políticas institucionales del Garante. La administración del Emisor considera que sus políticas son adecuadas para el nivel actual de sus operaciones.

La principal política de tesorería del Emisor es el mantenimiento de niveles de liquidez adecuados. Por la naturaleza misma del negocio del Emisor, este cuenta con ingresos constantes de sus clientes derivados del servicio de distribución de gas natural que provee. No obstante lo anterior, conforme a al proceso de facturación y cobro descrito en la sección “III. EL EMISOR - 2. Descripción del Negocio - 2.1 Actividad Principal”, el Emisor tiene como norma establecida contar con líneas de crédito suficientes para cubrir cualquier desfase entre sus ingresos y egresos en la operación de su negocio. Asimismo, el Emisor tiene como norma establecida en invertir en valores de bajo riesgo, sin realizar operaciones de especulación. La liquidez del Emisor se mantiene en Pesos.

Razones Financieras del Emisor

Al 31 de diciembre de 2010, el Emisor contaba con las siguientes razones financieras, que considera demuestran su crecimiento hacia una sana situación financiera.

EBITDA / Intereses

2010
3.65x

Razones Financieras del Garante

A continuación se presentan algunas razones financieras representativas del Garante al 31 de diciembre de 2010.

	2010
Deuda financiera neta/(Deuda financiera neta + Patrimonio neto)	59.6%
EBITDA (1) / Resultado Financiero	4.4x
Deuda Financiera Neta / EBITDA	4.3x
PER (2)	8.8x
EV(3) / EBITDA	6.6x

(1) EBITDA = Beneficio de Explotación + Amortizaciones + Provisiones Operativas – Otros Resultados.

(2) PER = Capitalización bursátil / Resultado Neto

(3) EV = Capitalización Bursátil + Deuda Neta

Instrumentos Financieros Derivados

Mecanismos de Evaluación de Riesgos

El Emisor ocasionalmente ha utilizado instrumentos financieros derivados en el pasado. En determinar la necesidad de recurrir a dichos instrumentos financieros, el Emisor se basa en las Normas Generales de Riesgos y as Normas de Gestión y Asignación de Límites de Riesgo de Mercado del Grupo Gas Natural Fenosa. Dichas normas aplican a todas las empresas del Grupo Gas Natural Fenosa.

Conforme a dichas normas, el Emisor busca garantizar que los riesgos mas relevantes sean correctamente identificados, evaluados y gestionados por las distintas áreas internas, con la finalidad de asegurar que el nivel de exposición al riesgo asumido por el Emisor, como entidad del Grupo Gas Natural Fenosa, en el desarrollo de sus negocios sea congruente con el perfil global de riesgo objetivo y con la consecución de sus objetivos anuales y estratégicos. Los riesgos considerados para dichos efectos son los riesgos de negocio, el riesgo financiero, el riesgo de crédito y el riesgo operacional. Dichos riesgos se conceptualizan en los términos siguientes:

- *Riesgo de negocio.* Incertidumbre asociada al desarrollo y consecución de los objetivos de las diferentes líneas de negocio motivada por la evolución del volumen y precio de *commodities*, modificación de los marcos regulatorios e irrupción de otros factores que dificulten la implementación de líneas estratégicas del Grupo Gas Natural Fenosa.
- *Riesgo financiero.* Incertidumbre derivada de la evolución del tipo de interés y nivel de liquidez asociado a las posiciones financieras deudoras y acreedoras mantenidas, así como de la evolución de los diferentes tipos de cambio de las divisas con las que se operan.
- *Riesgo de crédito.* Incertidumbre asociada al posible impacto de una obligación contraída por parte de los diferentes segmentos de clientes y/o contrapartes financieras con las que se operan.
- *Riesgo operacional.* Incertidumbre asociada a las pérdidas resultantes de una falta de adecuación o un fallo en los procesos, desempeño del personal y los sistemas de información y acontecimientos externos. Así mismo, será considerado en esta categoría de riesgo, la incertidumbre asociada a la puesta en marcha y disponibilidad de los activos de explotación, incluyendo el desarrollo de actividades de exploración de hidrocarburos.

Dichos perfiles de riesgo son determinados por los consejeros delegados del Grupo Gas Natural Fenosa y es congruente con el Plan Estratégico, los Planes de Negocio y el Presupuesto del Grupo Gas Natural Fenosa. Los órganos encargados de la aplicación de dichos planes y presupuestos son el Comité de Riesgos del grupo y las distintas direcciones generales y unidades de negocio. El perfil global de riesgo se distribuye entre las distintas categorías de riesgo descritos con anterioridad. En el caso que se detecte que la exposición a algún determinado riesgo supera los límites establecidos deberá procederse a su mitigación a través de los instrumentos de cobertura con los que se cuenten, tales como la alteración de políticas de comercialización o de índole tecnológica, contratación de coberturas financieras, contratación de seguros industriales, implantación o refinación de mecanismos o actividades de control interno y cualquier otra actuación orientada a la normalización de los límites de incertidumbre a los máximos aprobados. Una vez adoptadas las medidas de mitigación, se

informan adecuadamente en los sistemas de medición de riesgo y se comunican a las áreas responsables, en función del riesgo correspondiente. Dichos sistemas de medición de riesgo tienen como función fundamental garantizar que la posición global en riesgo asumida se encuentra dentro de los límites globales de riesgo en vigor.

El mapa de riesgos corporativos es una herramienta utilizada en las empresas del Grupo Gas Natural Fenosa para identificar y evaluar las principales categorías de riesgo, pretendiendo analizar la incidencia de las diversas categorías de riesgo dentro de cada uno de los procesos/actividades básicos, tomando en cuenta la posición en riesgo, las variables de impacto, la severidad cualitativa y cuantitativa en caso de materialización de riesgos, la probabilidad de ocurrencia y los controles y mecanismos de mitigación y su efectividad.

Si bien el Emisor considera que los mecanismos de identificación y de valuación de riesgos descritos con anterioridad son apropiados, no puede asegurarse su efectividad.

Instrumentos de Cobertura Contratados por el Emisor

Cobertura de Gas Natural

En agosto de 2008, ante las alzas intempestivas y no esperadas en el precio del gas natural en los mercados internacionales, por sugerencia de la CRE, el Emisor y Metrogas suscribieron contratos con Pemex para comprarle su volumen esperado de ventas de molécula hasta julio de 2011 a un precio de US\$9.65 por MMBTU, esto exclusivamente para sus clientes residenciales, por ser éstos los más vulnerables a los cambios en los precios ya que el cliente industrial venía contratando sus propias coberturas. Dado que estas coberturas fueron adquiridas para usuarios menores, los impactos de las mismas se tienen que traspasar en forma íntegra a dichos clientes.

Sin embargo, ante la caída en los precios del gas natural en la segunda mitad de 2009, y con el objeto de continuar siendo competitivos en el mercado, el Emisor y Metrogas en enero de 2010 establecieron con la CRE un acuerdo con ésta para tales efectos. El acuerdo referido implica que el Emisor y Metrogas venderían la molécula a su precio de mercado (inferior a US\$9.65 por MMBTU) a partir de febrero de 2010. El desbalance temporal que incurrirían las compañías hasta julio de 2011 por vender la molécula a sus clientes a un precio inferior al de compra por el hecho de estar absorbiendo temporalmente el costo de las coberturas, se recuperará de los clientes mediante incrementos en las diversas tarifas de distribución por el tiempo que sea necesario para asegurar la recuperación total de las coberturas; así como todos los costos relacionados por el financiamiento de las mismas. Para mayor información a dicho respecto, ver la Nota 13 de los estados financieros consolidados del Emisor por el ejercicio de 2010 que se adjuntan al presente Prospecto.

Derivado de lo anterior, a partir de febrero de 2010 el Emisor y Metrogas iniciaron el registro de las coberturas pagadas a Pemex como un activo, dado que de acuerdo a la autorización recibida por parte de la CRE, y con base en las proyecciones financieras preparadas para estos propósitos, a juicio de la administración del Emisor este activo será totalmente recuperable, no existiendo situación alguna que indique lo contrario.

Al 31 de diciembre de 2010, el Emisor tenía registrado un activo por \$1,168,748 que corresponde al monto efectivamente pagado de las coberturas a Pemex neto de los cobros recibidos de clientes, estos valores no han sido descontados a su valor presente ya que la recuperación incluye el cobro de intereses e inflación cuya finalidad es cubrir el costo financiero pagado por los créditos bancarios contratados para estos propósitos. Para mayor información a dicho respecto, ver la Nota 12 de los estados financieros consolidados del Emisor por el ejercicio de 2010 que se adjuntan al presente Prospecto.

Bajo las NIF los valores razonables de estos instrumentos financieros deben presentarse como un activo y un pasivo aún y cuando la operación sea un "pass-through" ya que cada operación se realiza con entidades-legales diferentes, las pasivas con Pemex y las activas con los clientes residenciales. El Emisor designó y contabilizó los efectos de la valuación de estos instrumentos financieros derivados (activos y pasivos) como de negociación para efectos contables.

Derivado de lo anterior, la compañía genera ganancias entre las operaciones pasivas y activas registrándolas en el estado de resultados. Los valores razonables (activos y pasivos) de dichos instrumentos se registran en el balance general cuyo efecto neto al 31 de diciembre de 2010 ascendió a \$1,538. La compañía designó, documentó y contabilizó los efectos de la valuación de estos instrumentos financieros derivados al 31 de diciembre de 2010 (activos por \$923,542 y pasivos por \$922,004) como de cobertura para efectos contables de acuerdo con lo establecido en la INIF-12 "Instrumentos financieros derivados contratados por distribuidores de gas en beneficio de sus clientes", emitido por el CINIF.

Cobertura de Intereses

Según se describe en el presente Prospecto, el Emisor obtiene financiamientos bajo diferentes condiciones. Cuando estos son a tasa variable con la finalidad de reducir su exposición a riesgos de volatilidad en tasas de interés, se contratan instrumentos financieros derivados denominados swaps de tasa de interés que convierten su perfil de pago de intereses, de tasa variable a fija. La política de la compañía es no realizar operaciones con propósitos de especulación con instrumentos financieros derivados.

Los instrumentos financieros derivados designados de cobertura reconocen los cambios en valuación de acuerdo al tipo de cobertura de que se trate: (a) cuando son de valor razonable, las fluctuaciones tanto del derivado como de la partida cubierta se valúan a valor razonable y se reconocen en resultados; (b) cuando son de flujo de efectivo, la porción efectiva se reconoce temporalmente en la utilidad integral y se reclasifica a resultados cuando la partida cubierta los afecta; la porción inefectiva se reconoce de inmediato en resultados.

En junio de 2008 la compañía obtuvo un financiamiento por \$1,300,000 (\$780,000 al 31 de diciembre de 2010) de Banco Santander, S.A., según se explica en la Nota 10 de los estados financieros consolidados del Emisor por el ejercicio de 2010 que se adjuntan como anexo al presente Prospecto. Derivado de lo anterior, el Emisor contrató un swap de tasas de interés a través del cual se recibe la tasa variable estipulada en el financiamiento y a cambio se paga una tasa fija. Estos swaps de tasas de interés fueron designados desde su inicio como de cobertura de flujo de efectivo y su efectividad es medida periódicamente. En la documentación de su designación se describen los objetivos, justificación, tipo de cobertura y metodología para llevar a cabo la medición de la efectividad. Al 31 de diciembre de 2010, la administración del Emisor ha evaluado la efectividad de la cobertura contable y ha considerado que son altamente efectivas. Las características del mencionado swap se describen en la Nota 13 de los estados financieros consolidados del Emisor por el ejercicio de 2010 que se adjuntan al presente Prospecto.

4.3. Control Interno

El control interno del Emisor se rige por un código de ética que recoge los compromisos asumidos por el Grupo Gas Natural Fenosa en materia de buen gobierno, responsabilidad corporativa y cumplimiento normativo. El objetivo de dicho código es establecer una guía de actuación para asegurar el adecuado comportamiento de todas las entidades integrantes de dicho Grupo, en cada uno de los países donde se tiene presencia.

Áreas de Control Interno

Las áreas responsables del diseño, gestión, evaluación de la eficacia y eficiencia del sistema de control interno del Emisor son las siguientes:

- *Auditoría Interna Corporativa Global.* Es el área que, de manera independiente de las demás áreas de negocio del Grupo, participa activamente en el comité de dirección del Grupo y coordina la función de auditoría en las filiales del mismo.
- *Auditoría Interna México.* Esta área desarrolla la actividad de auditoría interna como una función de valoración independiente y objetiva y reporta al Área Interna Corporativa Global. Su misión es garantizar la supervisión y evaluación continua de la eficacia del sistema de control interno del Grupo, aportando un enfoque metódico y riguroso para el seguimiento y mejora de los procesos y para la evaluación de los riesgos y controles operacionales asociados a los mismos. Todo ello orientado hacia el cumplimiento de los objetivos estratégicos del Grupo, así como a la asistencia de la alta dirección del Emisor en el cumplimiento de sus funciones en materia de gestión, control y gobierno corporativo.
- *Control Interno Corporativo y Auditoría Externa Corporativa.* Es un órgano que depende de la dirección “económico y financiero” del Grupo a través la unidad de “administración y fiscal”, responsable de la definición de los objetivos y directrices de control interno para todo el Grupo y del diseño de los controles clave de las operaciones económico – administrativas y de los procesos contables. Asimismo, es el órgano responsable de la planificación y seguimiento de los procesos de auditorías externas y del control e implementación de las mejoras.
- *Control Interno México.* Es un órgano con dependencia de la dirección “económico y financiera” local, responsable de diseñar, aplicar y dar seguimiento a las normas de control interno establecidas por el Grupo y adecuadas para

México. Asimismo, asegura la adecuada autorización, restricción, integridad y exactitud de las operaciones económico – financieras y administrativas. Dicho órgano se integra por un especialista en control interno que es designado por la dirección “económico y financiera” local.

- *Unidades de Negocio.* Además de las áreas encargadas específicamente del control interno del Grupo y el Emisor, las distintas unidades de negocio del Emisor son responsables de la ejecución de los controles definidos para cada uno de sus procesos y subprocesos, así como de asegurar y garantizar la vigencia de los controles internos e implementar las acciones correctoras para la remediación de las debilidades de control interno detectadas.

Objetivos de los procesos de Auditoría Interna y Control Interno

Objetivos de los procesos de Auditoría Interna

Para cumplir los objetivos de la función, las áreas de Auditoría Interna Corporativa y de Auditoría Interna México se elabora y ejecuta el plan estratégico de auditoría de procesos y los planes de auditoría interna anual, de acuerdo con una metodología de valoración de los riesgos operacionales alineada con las mejores prácticas de gobierno corporativo, basada en el “Marco Conceptual del Informe COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*)” y tomando como punto de partida la tipología de los riesgos definidos en el “Mapa de Riesgos Corporativo de Gas Natural”.

El plan estratégico de auditoría de procesos y los planes de auditoría interna anuales se elaboran considerando principalmente el plan estratégico del Grupo, las áreas de riesgo incluidas en el “Mapa de Riesgos Corporativo del Grupo”, la valoración de los riesgos operacionales de cada uno de los procesos (Mapas de Riesgos Operacionales), los resultados de las auditorías de años anteriores y las propuestas de la alta dirección del Emisor.

De acuerdo con la citada metodología, los riesgos operacionales asociados a los procesos son priorizados valorando su incidencia, importancia relativa y grado de control. En función de los resultados obtenidos en la citada evaluación, se diseña un plan de acción orientado a implantar las medidas correctivas que permitan mitigar los riesgos residuales identificados con un impacto potencial superior al riesgo tolerable o aceptado establecido.

El desarrollo de la función de auditoría interna está orientada a la mejora continua en la prestación de estos servicios, mediante la aplicación de políticas basadas en la gestión y medición de su calidad y en potenciar la creación de un equipo humano cualificado, fomentando la rotación interna, la formación, la evaluación continuada y el desarrollo profesional dentro del Emisor.

Objetivos de los procesos de Control Interno México

Dichos objetivos se resumen en los siguientes puntos.

- Establecer y diseñar políticas, normas y procedimientos que fortalezcan el sistema de control interno del Emisor, utilizando como base el sistema de control interno del Grupo.
- Detectar a tiempo posibles irregularidades o inconsistencias en el negocio del Emisor.
- Identificar y controlar los riesgos críticos asociados a la autorización, restricción, integridad y exactitud de la información financiera del Emisor incluyendo el fraude y anticipar las medidas correctivas que sean necesarias.
- Inventario y documentación de los controles claves de los procesos que tienen impacto económico-financiero en las operaciones del Emisor.
- Fomentar la conciencia de control interno de todas las unidades de negocio, direcciones y/o áreas del Emisor.
- Proporcionar a la dirección un grado de seguridad razonable en la consecución de los objetivos de los procesos de negocio relacionados con la fiabilidad de la información financiera así como en el cumplimiento de las leyes y norma aplicables.

Descripción de los procesos de control interno

El control interno de la información financiera afecta aquellos procesos identificados dentro de la “Cadena de Valor del Grupo Gas Natural” como procesos de negocio o soporte, identificándose siete ciclos de negocio y de soporte que influyen en la información económico- financiera:

- *Ciclo de Adquisiciones.*
- *Ciclo de Activos Fijos.*
- *Ciclo de Existencias.*
- *Ciclo de Ingresos.*
- *Ciclo de Gestión de Nóminas y Personal.*
- *Ciclo de Gestión Financiera.*
- *Ciclo de Reporte Financiero y Sistemas de Información.*

El Procedimiento “**PR-EF01-GN Procedimiento General de Control Interno de la Información Financiera**” emitido en 2008 para todo el Grupo, tiene como objeto regular los principios fundamentales para el desarrollo del “Modelo de Control Interno de la Información Financiera en el Grupo Gas Natural” que garanticen la fiabilidad de la misma y la minimización de los riesgos operacionales presentes en los procesos afectados en la elaboración de la información financiera a través de la implantación de mecanismos de control para los siete ciclos identificados.

Con el fin de establecer y diseñar políticas, normas y procedimientos de control interno del Emisor, éste pasa por las fases que se describen a continuación:

- *Fase I – Planificación* que comprende:
 - identificar y definir, para cada uno de los riesgos operacionales, la aplicación y/o materialización de los riesgos en una determinada etapa de un proceso operacional;
 - identificar los controles internos que los responsables de la unidad correspondiente han establecido para minimizar el impacto de los eventos;
 - la evaluación por parte del responsable del proceso de la importancia de los riesgos identificados (Importancia Relativa del Riesgo);
 - la definición de las pruebas de auditoría necesarias para la evaluación de la eficacia y eficiencia de los controles implementados; y
 - a partir de los controles identificados y las pruebas de auditoría diseñadas, la elaboración del “Programa de Trabajo de Auditoría de Procesos”.
- *Fase II – Ejecución* que comprende:
 - la realización de pruebas de auditoría; y
 - la evaluación por parte del equipo de auditoría de la eficacia y eficiencia de cada uno de los controles establecidos (Grado de Control);
- *Fase III - Emisión de Informe* que comprende:
 - la emisión de los informes de auditoría interna y planes de acción en función de las deficiencias detectadas en la evaluación de los controles del Emisor; y
 - la elaboración del “Mapa de Riesgos Operacional del Proceso” en función de la importancia y del grado de control existente.

Marco General Normativo:

Las normas que se describen a continuación son los fundamentos sobre los cuales se basa la auditoría y control interno del Grupo.

- *Norma General NG-006-GN* la cual establece los principios generales y pautas de comportamiento necesarios para garantizar la adecuada identificación, información, evaluación y gestión de la exposición al riesgo del Grupo.
- *Norma Funcional EF-MCC01* que contiene los criterios contables de Grupo adecuados a la regulación internacional NIIF así como el plan contable, con la finalidad de (a) proporcionar un marco homogéneo de referencia para la elaboración de la información dentro del Grupo, (b) mejorar la calidad de la información económico-financiera, y (c) cumplir con los requerimientos establecidos por la dirección del Grupo en relación con el control interno y la transparencia.
- *Norma Funcional PR-EF02-GN* que contiene los criterios que regulan el otorgamiento de nivel de firma de los empleados del Grupo para la autorización de documentos del ámbito económico-financiero y de compras, así como las responsabilidades y los responsables de cada proceso.
- *Norma General de Inversiones NG.0005.GN* establece los principios generales de necesaria aplicación para regular el procedimiento a seguir en la selección, análisis, evaluación y aprobación de las inversiones o desinversiones en el Grupo.
- *Norma General de Contratación Externa NG.0004.GN* la cual establece los principios generales de necesaria aplicación a toda adjudicación y contratación de obras, bienes y servicios, garantizando un modelo homogéneo y eficiente para la gestión del proceso en el Grupo, así como a toda aprobación, seguimiento y cierre de la prestación de asesores externos.
- *Norma General de Autorización de Gastos Singulares NG.0009.GN* que establece los principios generales de necesaria aplicación para regular el procedimiento a seguir en la propuesta y aprobación de gastos singulares en el Grupo previamente a su contratación y pago.
- *Norma Funcional PR-EF03-GN* para la tramitación de albaranes y facturas de proveedores, contiene el procedimiento de control interno para la recepción, autorización, tramitación, verificación y contabilización de los albaranes y facturas de proveedores.
- *Norma Funcional PR-EF04-GN* para la autorización, tramitación y contabilización de los pagos a terceros y el movimiento de efectivo en las entidades financieras y cajas, con el fin de asegurar la fiabilidad de los circuitos económico-financieros de gestión, administración y control tanto en la petición de anticipos de fondos, liquidación de gastos, pagos a terceros y movimientos de tesorería como en la verificación y contabilización de los documentos soporte de dichos movimientos.

5. ESTIMACIONES, PROVISIONES O RESERVAS CONTABLES CRÍTICAS

El Emisor considera que los únicos renglones de sus estados financieros que requieren de la realización de estimaciones son aquellos relacionados con provisiones para cuentas morosas y estimaciones de compra y venta de gas natural.

Respecto de las provisiones creadas respecto de clientes morosos, el Emisor tiene como política provisionar la totalidad de la deuda de los clientes que tengan cuando menos una factura con antigüedad igual o mayor a 6 meses. Los montos provisionados incluyen montos vencidos, montos no vencidos y cualquier cantidad pendiente de facturar al cliente.

Respecto de las estimaciones de compra y venta de gas natural, el Emisor, al concluir cada mes calendario no cuenta con la información definitiva de las compras de gas natural realizadas a Pemex, derivado de los ciclos de medición y facturación establecidos con Pemex. Pemex factura al Emisor por la venta de gas natural cada 15 días. En virtud de lo anterior, al momento que el Emisor realiza los cierres contables de cada mes solo cuenta con la factura correspondiente a la primera quincena. El costo de la segunda quincena del mes es estimado por el Emisor con base en el comportamiento histórico de consumo y específicamente con base en las ventas reportadas durante los más recientes 3 meses.

V. ADMINISTRACIÓN

1. Auditores Externos

Los estados financieros del Emisor por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 fueron auditados por PricewaterhouseCoopers, S.C., auditores independientes del Emisor. En la realización de sus trabajos relacionados con las auditorías antes mencionadas, los auditores externos del Emisor no han emitido opinión con salvedad u opinión negativa ni se han abstenido de emitir opinión con relación a los estados financieros del mismo.

PricewaterhouseCoopers, S.C. forma parte de un despacho de auditoría global (PricewaterhouseCoopers o “PwC”) que presta servicios de auditoría a las afiliadas internacionales del Emisor. La designación de dicha firma se realiza tomando en cuenta, entre otras, sus capacidades para atender a todas las afiliadas internacionales de Gas Natural Fenosa (incluyendo al Emisor) con servicios de calidad y eficientes y su experiencia en el sector. PricewaterhouseCoopers, S.C. ha sido el auditor externo del Emisor desde hace más de 10 años hasta la fecha del presente Prospecto.

Los servicios que presta PricewaterhouseCoopers, S.C. al Emisor se limitan a servicios de auditoría y asesoría fiscal. Durante el ejercicio de 2010, los montos pagados a PricewaterhouseCoopers, S.C. en concepto de asesoría fiscal alcanzaron únicamente el 8.6% del total de honorarios pagados a dicha firma, lo que equivale aproximadamente a \$465,000.00, en tanto el resto lo constituyeron honorarios por servicios de auditoría. Alfonso Casavantes Landin, es socio responsable de PricewaterhouseCoopers, S.C.

2. Operaciones con Personas Relacionadas y Conflictos de Interés

El Emisor tiene celebrados los contratos y convenios con personas relacionadas que se relacionan en esta sección del Prospecto.

El Emisor y el Garante tienen celebrado un contrato de prestación de servicios mediante el cual el Garante presta servicios de asistencia técnica al Emisor.

El Emisor y el Garante tienen celebrado también un contrato de prestación de servicios informáticos mediante el cual el Garante provee los sistemas corporativos de control de clientes y los sistemas de control de red y administrativos, los cuales se mantienen en las oficinas del Garante.

El Emisor tiene celebrado con 2 empresas afiliadas un contrato de servicios de comercialización y otro de servicios de reserva de capacidad y transportación de gas natural con CH4 Energía y Transnatural, respectivamente.

Para efectos del Programa, el Emisor y el Garante tienen celebrado un contrato de Garantía mediante el cual, el Garante, garantiza a los Tenedores de los Certificados Bursátiles las obligaciones del Emisor derivadas de los mismos en los términos descritos en la sección “VI. EL GARANTE Y EL CONTRATO DE GARANTÍA” del presente Prospecto.

Finalmente, el Emisor tiene celebrado un crédito con CH4 Energía y otro con el Garante, cuyas características se describen en la sección “IV. INFORMACIÓN FINANCIERA - 3. Informe de Créditos Relevantes”.

El Emisor ha obtenido estudios de precios de transferencia a efecto de establecer los términos de algunas de las operaciones con personas relacionadas descritas con anterioridad. Respecto de aquellas operaciones en las que por su naturaleza (incluyendo la capacidad de terceros de prestar servicios equivalentes) no existen alternativas de mercado, no se han obtenido dichos estudios.

3. Administradores y Accionistas

Consejo de Administración

La dirección y administración del Emisor está confiada a un consejo de administración. El consejo de administración del Emisor actualmente está integrado por 6 miembros propietarios y sus correspondientes suplentes, quienes son nombrados por los accionistas en proporción a su respectiva participación en el capital social. Como excepción, Iberdrola tiene el derecho a designar, por lo menos a un miembro titular y su correspondiente suplente, siempre y cuando mantenga una participación mínima de 7.62% del capital social del Emisor. En el supuesto de que Iberdrola aumentara su participación accionaria en el Emisor, también aumentará el número de consejeros que puedan representarla en el Consejo de Administración, de acuerdo con el porcentaje que detente con respecto al total de acciones que representen el capital social del Emisor. Los actuales miembros del consejo de administración fueron nombrados mediante Asamblea General Ordinaria de Accionistas del Emisor de fecha 9 de abril de 2010 y Resoluciones Unánimes de Accionistas del Emisor adoptadas fuera de asamblea de fecha 4 de octubre de 2010.

Conforme a los estatutos sociales del Emisor, su consejo de administración cuenta con las facultades y obligaciones que se establecen en los ordenamientos legales aplicables, incluyendo facultades amplias para actos de administración, actos de dominio, pleitos y cobranzas y facultades amplias para suscribir; otorgar y endosar títulos de crédito y otorgar poderes.

El consejo de administración se debe reunir una vez cada 3 meses, o cuando lo solicita cualquiera de los consejeros, en el lugar que dicho consejo razonablemente determine, mediante convocatoria de su presidente.

Los nombramientos de cada uno de los miembros del consejo de administración son propuestos a la asamblea de accionistas anualmente y votados por la misma. Conforme a los estatutos sociales del Emisor, los consejeros durarán en su cargo por tiempo indefinido mientras no se designe a su(s) sucesor(es) y éstos tomen posesión de su cargo.

A continuación se incluye una lista de los consejeros actuales del Emisor:

Consejeros Propietarios	Consejeros Suplentes
Sergio Manuel Aranda Moreno (<i>Presidente</i>)	Manuel Sabater Acha
Ángel Larraga Palacios	José de Jesús Rodríguez Gutiérrez
Francesc Solbes Pons	José Antonio Hurtado de Mendoza García
Narcis de Carreras Roques	Francisco Javier Fernández González
Gonzalo Pérez Fernández	Antonio Martínez Atienza
Javier Velázquez Tafoya	Frank Ernesto Aguado Martínez

Carlos Francisco Rodríguez Sámano es secretario no-miembro del consejo de administración.

A continuación se presenta un breve resumen de los curriculums de cada uno de los miembros del consejo de administración.

Sergio Manuel Aranda Moreno. Es ingeniero industrial – químico por la Universidad Politécnica de Barcelona y cursó el programa de alta dirección de empresas en ESADE en Barcelona, España. Su trayectoria comprende 28 años en el Grupo Gas Natural. Desde 2006 es responsable de la Dirección General Latinoamérica del Grupo Gas Natural Fenosa. Es consejero del Emisor desde 2008. Según se describe en la sección “Accionistas Principales” más adelante, el Grupo Gas Natural Fenosa es el accionista mayoritario del Emisor.

Manuel Sabater Acha. Su trayectoria comprende 45 años en el Grupo Gas Natural Fenosa ocupando diferentes puestos de responsabilidad, entre ellos Responsable de Transporte y Distribución de Latinoamérica, Jefe de Proyectos de Transporte, Jefe de Proyectos de Ingeniería, Responsable de Ingeniería en México, Supervisor de Proyectos y Obras. Desde 2011 es responsable del área técnica gas del Grupo Gas Natural Fenosa en México. Es consejero del Emisor desde 2011. El Grupo Gas Natural Fenosa es el accionista más relevante del Emisor según se describe en el presente Prospecto.

Ángel Larraga Palacios. Es ingeniero industrial por la Escuela Superior de Ingeniería de Bilbao y cursó el diplomado en alta dirección del Instituto de Estudios Superiores Empresarial España. Tiene más de 24 años de trayectoria en el Grupo Gas Natural Fenosa. Ha desarrollado funciones en diferentes compañías de gas en España como presidente de Gas Natural Castilla y de León SDG, S.A., presidente de Gas Galicia SDG, S.A. y Gas Coruña SDG, S.A., presidente de Gas Natural

Cantabria, S.A., presidente de Gas Navarra SDG, S.A. y Presidente de Gas Natural Rioja, S.A. Además fungió como consejero de Gas Natural Álava y de Sedigas. Fue director de Distribución y Expansión de nuevos mercados en Madrid y Castilla de la Mancha, España. Anteriormente a su incorporación a México, fue director de distribución y expansión de nuevos mercados en Cataluña y Rioja, España. Desde junio de 2008, es *Country Manager* del Grupo Gas Natural Fenosa en México (con responsabilidad en los negocios de generación eléctrica, distribución de gas y proyectos eólicos). Es consejero del Emisor desde 2010. Según se describe más adelante, Grupo Gas Natural Fenosa, empresa con la que colabora, es el accionista principal del Emisor.

José de Jesús Rodríguez Gutiérrez. Es contador público por el Instituto Politécnico Nacional. Inicio su carrera laboral en Coopers & Lybrand donde llegó a desempeñar el cargo de gerente de auditoría, también se desempeñó como director corporativo de contraloría en Grupo Tribasa. Desde 1999 es parte del Grupo Gas Natural Fenosa como responsable del área económico-financiera. Es miembro del consejo de administración del Emisor desde 2010. El Grupo Gas Natural Fenosa es el accionista más grande del Emisor.

Francesc Solbes Pons. Cursó un diplomado en ciencias empresariales por la Universidad de Barcelona, un MBA por el Instituto de Empresas en Madrid, es Executive Master en dirección económico financiera por ESADE en Barcelona, cursó un diplomado en el programa de desarrollo directivo por la Universidad Austral de Buenos Aires y cuenta con un MBA por la misma universidad. Su trayectoria comprende 23 años en el Grupo Gas Natural. Desde 2010 es responsable de la Dirección Económico Financiero Internacional del Grupo Gas Natural Fenosa, accionista principal del Emisor. Es consejero del Emisor desde 2010.

José Antonio Hurtado de Mendoza García. Es ingeniero industrial por la Universidad Politécnica de Madrid y cursó el programa de Desarrollo Directivo del Instituto de Estudios Superiores Empresariales España. Se ha desempeñado como jefe de proyectos de automatización en ABB Alstom power y Alfa Laval, además fue responsable de proyectos internacionales en Unión Fenosa Generación y director corporativo de Unión Fenosa México. Desde julio de 2009, es responsable del área de Planificación de Ingresos y Regulación del Grupo Gas Natural Fenosa en México. Además es director general de CH4 Energía y Transnatural y funge como consejero suplente en las sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa en México. Es miembro del consejo de administración del Emisor desde 2009.

Narcis de Carreras Roques. Es licenciado en Ciencias Económicas por la Escuela Superior de Administración y Dirección de Empresas (ESADE) de Barcelona, cursó una maestría en negocios por la misma universidad. Su trayectoria comprende 5 años en el Grupo Gas Natural Fenosa. Desde 2010 es el Director de Desarrollo Corporativo para Latinoamérica de Gas Natural Fenosa, empresa accionista del Emisor. Es consejero del emisor desde 2010.

Francisco Javier Fernández González. Es licenciado en administración y dirección de empresas por la Universidad Carlos III de Madrid, cursó una maestría en análisis financiero por la misma Universidad, así como un curso superior de negocio energético por el Club Español de la Energía y estudios de posgrado de alta dirección por el IPADE en México. Su trayectoria comprende 12 años en el Grupo Gas Natural Fenosa. Desde 2010 es responsable del desarrollo corporativo del negocio gas natural para el área de Latinoamérica de Gas Natural Fenosa quien, según se describe más adelante, es el accionista principal del Emisor. Es consejero del Emisor desde 2010.

Gonzalo Pérez Fernández. Es ingeniero industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Técnica Industrial de Madrid y cursó el programa de desarrollo directivo por el Instituto de Estudios Superiores de Empresa de la Universidad de Navarra. Su trayectoria comprende 35 años en Iberdrola, S.A. Desde 2003 es responsable del área de Dirección General de Latinoamérica. Es consejero del Emisor desde 2002. Según se describe en la sección "Accionistas Principales" más adelante, Iberdrola es accionista del Emisor.

Antonio Martínez Atienza. Es ingeniero industrial con especialidad técnicas energéticas por Escuela Técnica Superior Ingenieros Industriales de Barcelona; cuenta con una maestría en negocios por el Instituto de Empresa, Madrid, así como una maestría en mercadotecnia estratégica por el ESADE, Madrid. Su trayectoria comprende más de 18 años en el Iberdrola. Desde 2003 es responsable de la dirección de control en Latinoamérica. Es consejero de del Emisor desde 2002. El grupo Iberdrola es accionista del Emisor en los términos de lo descrito en el presente Prospecto.

Javier Velázquez Tafoya. Es ingeniero en computación por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. Cuenta con diplomado en el IPADE en administración y una maestría en finanzas por Tecnológico de Monterrey. Su trayectoria comprende de 20 años en Teléfonos de México. Desde 2010 es subdirector explotación planta externa en Teléfonos de México. Es miembro del consejo de administración del Emisor desde 2009.

Frank Ernesto Aguado Martínez. Es licenciado en economía por la Universidad Anáhuac y cursó una maestría en economía y negocios por la misma Universidad. Su trayectoria comprende 10 años en el Grupo Financiero Inbursa. Desde el 2001 es Director de Crédito y Relación con Inversionistas. Es miembro del consejo de administración del Emisor desde 2009. Grupo Financiero Inbursa es una sociedad relacionada con Sinca Inbursa, uno de los accionistas del Emisor.

Carlos Francisco Rodríguez Sámano. Es licenciado en derecho por la Escuela Libre de Derecho. Su trayectoria laboral comprende la dirección jurídica y de recursos humanos de Waste Management México Services, la gerencia jurídica de Michelin México Services, y grupo de empresas filiales (antes Uniroyal México, S.A. de C.V.), la gerencia legal de IBM México así como la gerencia de asuntos en litigio y relaciones laborales de General Electric México. Desde 1999 es responsable de servicios jurídicos y secretario del consejo de administración del Emisor así como de otras empresas del Grupo Gas Natural Fenosa en México. Es secretario no-miembro del consejo de administración del Emisor desde 1999.

Principales Funcionarios

La administración de las operaciones diarias del Emisor está a cargo de diez directores. A continuación se incluye una lista de los principales funcionarios del Emisor:

Principales Funcionarios	Cargo
Ángel Larraga Palacios	Country Manager
José de Jesús Rodríguez Gutiérrez	Director Económico Financiero
Carlos Francisco Rodríguez Sámano	Director de Servicios Jurídicos
Paola Isabel Alcázar Hernández	Director de Comunicaciones
Sergio Armando Echeveste García	Director de Recursos Humanos
Alejandro Peón Peralta	Director de Compras y Servicios
José Antonio Hurtado de Mendoza García	Director de Planificación de Ingresos y Regulación
Manuel Sabater Acha	Director del Área Técnica
Artidoro Gracia Vilches	Director de Servicio al Cliente
Vicente Ángel Zafra	Director Comercial

A continuación se presenta una breve biografía de cada uno de los principales funcionarios del Emisor cuyos curriculums no se describen en la sección “Consejo de Administración” anterior.

Vicente Ángel Zafra. Es arquitecto técnico y cursó el programa de desarrollo directivo del Instituto de Estudios Superiores Empresarial España. Desde 1988 forma parte del Grupo Gas Natural Fenosa desarrollándose en el área comercial en diferentes posiciones, la mas reciente responsabilidad fue la dirección comercial de Argentina y a partir de 2011 tiene a su cargo la dirección comercial del Emisor de México.

Sergio Armando Echeveste García. Es Licenciado en Administración por la Universidad de Guadalajara. Su trayectoria laboral comprende la Subdirección de Administración de Recursos Humanos y Gerente de Relaciones Laborales Pilotos y Sobrecargos de Aerovías de México así como Gerente de Recursos Humanos de Sabritas. Desde 2007 es responsable de recursos humanos del Emisor y de otras empresas del Grupo Gas Natural Fenosa en México.

Artidoro Gracia Vilches. Es arquitecto por la Universidad Autónoma de México. Su trayectoria laboral comprende la dirección del Grupo Arsa y la gerencia de Ladrillera Mecanizada. Desde 1999 forma parte del Emisor, ha desempeñado las funciones de jefe de ventas delegacional, delegado en la zona norte, y desde 2009 es responsable del área de servicio al cliente del Emisor.

Paola Isabel Alcázar Hernández. Es licenciada en comunicación social y periodismo por la Universidad Javeriana. Su trayectoria comprende la dirección de comunicación de Universidad del Norte y la Asociación Colombiana de Ingenieros así como la dirección de postgrados de la Universidad Javeriana. Desde 2007 forma parte del Grupo Gas Natural Fenosa como responsable del área de comunicaciones en Colombia y a partir de 2010 es responsable del área de comunicaciones del Emisor en México.

Alejandro Peón Peralta. Es ingeniero industrial por la Universidad Nacional Autónoma de México. Ha laborado en áreas de control de gestión, administración de telecomunicaciones, económico-financiero, recursos humanos, sistemas, compras y seguridad. Desde 2009 es responsable del área de compras y servicios generales del Emisor en México.

Ninguno de los principales funcionarios del Emisor anteriormente mencionados son accionistas del mismo. Asimismo, ninguno de los miembros del consejo de administración del Emisor ni sus principales funcionarios tienen parentesco alguno entre ellos.

Accionistas Principales

A la fecha del presente Prospecto, el capital social del Emisor asciende a la cantidad de \$3,402,138,160.00, representado por 340,213,816 acciones ordinarias, nominativas, totalmente suscritas y pagadas, con un valor nominal de \$10.00 cada una, distribuidas de la siguiente manera:

ACCIONISTA	ACCIONES Serie "B" Clase I Capital Fijo	ACCIONES Serie "B" Clase II Capital Variable	ACCIONES TOTAL
Gas Natural SDG, S.A.(1)	6,960,000	67,036,505	73,996,505
Gas Natural Internacional SDG, S.A. (2)	16,000,000	154,106,908	170,106,908
Iberdrola Energía, S.A. (3)	4,240,000	40,838,331	45,078,331
Sinca Inbursa, S.A. de C.V. Sociedad de Inversión de Capitales (4)	4,800,000	46,232,972	51,032,072
TOTAL	32,000,000	308,213,816	340,213,816

(1) Los accionistas mayoritarios de Gas Natural SDG, S.A. son Criteria CaixaCorp, S.A. (miembro del Grupo "La Caixa") y (ii) Repsol YPF.

(2) El accionista mayoritario de Gas Natural Internacional SDG, S.A. es el Garante.

(3) El accionista mayoritario de Iberdrola Energía, S.A. es Iberdrola, S.A.

(4) El accionista mayoritario de Sinca Inbursa, S.A. de C.V. Sociedad de Inversión de Capitales es Banco Inbursa, S.A.

El único cambio relevante en la integración del capital social del Emisor durante los tres últimos ejercicios sociales fue el ingreso de Sinca Inbursa como accionista mediante la celebración de un contrato de compraventa de acciones de fecha 19 de septiembre de 2008. No obstante lo anterior, respecto de las acciones del Emisor adquiridas por Sinca Inbursa, existe un compromiso de recompra por parte del Garante, el cual resultó como parte de las operaciones y convenios alcanzados conforme a los cuales Sinca Inbursa adquirió dichas acciones. Si bien los derechos corporativos de dichas acciones pertenecen actualmente a Sinca Inbursa, para efectos de las cuentas anuales consolidadas del Garante, se considera que no se han transferido todos los riesgos y beneficios de las mismas a Sinca Inbursa y por lo tanto la renta se registró como un pago aplazado, asignándose al Garante el porcentaje de participación anterior a la realización de la transacción mediante la cual transfirió acciones a Sinca Inbursa.

Compensaciones

El monto total de honorarios y compensaciones que percibieron los miembros del consejo de administración, así como sus principales funcionarios durante 2010 ascendió a la cantidad de \$36,833,027.

Dichas compensaciones y prestaciones se integran por sueldos y salarios, prestaciones legales y bonos de productividad. Los funcionarios del Emisor no cuentan con planes de pensión o retiro adicionales a aquellos que prevé la legislación aplicable o planes de opción sobre acciones del Emisor.

Comités y Órganos Intermedios de Administración

El Emisor no ha constituido comités auxiliares del Consejo de Administración u otros órganos intermedios de administración.

4. Estatutos Sociales y otros Convenios

El Consejo de Administración del Emisor cuenta con facultades amplias para resolver aquellos asuntos que no se encuentren reservados a la Asamblea de Accionistas, por lo que podría establecer esquemas de compensación para funcionarios del Emisor.

Los estatutos sociales del Emisor establecen las siguientes restricciones a la suscripción de acciones representativas de su capital social:

- que cualquier persona extranjera que participe en el capital social del Emisor deberá considerarse como mexicano respecto de las acciones del Emisor que adquieran o de que sean titulares;
- que los accionistas del Emisor gozan del derecho de preferencia, en proporción al número de sus acciones representativas del capital social del Emisor, para suscribir las que se emitan en caso de un aumento de capital social (dicho derecho siendo acumulativo);
- que los accionistas del Emisor no podrán transmitir, vender, enajenar, ceder, permutar, transferir, disponer o gravar de cualquier manera, de forma directa o indirecta, (i) la totalidad o parte de las acciones representativas del capital social del Emisor que les pertenecen, (ii) los derechos de preferencia de suscripción que les correspondan, o (iii) los derechos de asignación gratuita de nuevas acciones que les correspondan, salvo que, para todos los casos, haya un acuerdo unánime de los accionistas en el que se apruebe dicha transmisión, sujeto a ciertas excepciones (transferencias resultado de fusiones y reorganizaciones o transacciones similares, transferencias a afiliadas de los accionistas y transferencias que no impliquen cambio de control o se ubiquen por debajo de un mínimo de la participación de ciertos de los accionistas actuales).
- Iberdrola cuenta con derechos de participación respecto de potenciales enajenaciones de acciones que puedan realizarse por el Garante y Gas Natural Internacional SDG, S.A. en el caso que su participación en el Emisor se disminuyera por debajo del 50% del capital social.
- Los accionistas del Emisor cuentan con derechos de preferencia recíprocos para adquirir acciones que pretendan enajenar los demás accionistas del Emisor.

Para adoptar resoluciones en las asambleas de accionistas, ya sean ordinarias o extraordinarias, se requiere del voto favorable de aquellos accionistas que representen el 51% del capital social del Emisor, salvo en aquellas asambleas en donde se discutan ciertos asuntos calificados, para las cuales se requiere el voto favorable de Iberdrola, siempre y cuando mantenga por lo menos una participación accionaria en el Emisor equivalente al 7.65% del capital social, y aquellas asambleas referentes a la transmisión, enajenación, cesión, permuta, venta, disposición o gravamen de acciones del Emisor, para las cuales se requerirá el voto unánime de los accionistas. Las decisiones de las juntas del consejo serán tomadas por la mayoría de sus miembros excepto en aquellas asuntos reservados identificados en los estatutos sociales del Emisor, para las cuales se requieren el voto unánime de los consejeros.

Los asuntos que conforme a los estatutos del Emisor son “reservados” incluyen:

- modificaciones estatutarias, aumentos y reducciones de capital;
- modificaciones a la política de distribución de dividendos;
- la liquidación, disolución fusión, escisión o transformación del Emisor;
- la celebración de contratos significativos con personas relacionadas del Emisor;
- la preparación y modificaciones al plan estratégico del Emisor;
- la aprobación del presupuesto anual del Emisor;
- la realización de gastos, inversiones o contratos de compra de gas relevantes no previstos en el presupuesto anual;

- la obtención de préstamos u otorgamientos de garantías significativos a terceros;
- la venta o gravamen de activos fundamentales; y
- el nombramiento, ratificación y remoción de cualquier miembro del consejo de administración o cualquier otra modificación en la composición del consejo de administración del Emisor, así como del órgano de administración de cualquier sociedad en la que el Emisor tenga una participación mayoritaria.

Las utilidades netas anuales del Emisor que arroje el balance general serán distribuidas en la forma y las fechas que determine la asamblea general, con la única excepción de que el 5% de las utilidades netas se destinará a establecer o incrementar el fondo de reserva legal hasta que dicho fondo sea equivalente al 20% del capital social del Emisor.

No existen fideicomisos o cualquier otro mecanismo, salvo lo descrito anteriormente, que limite los derechos corporativos de las acciones del Emisor.

Salvo por lo descrito anteriormente, no existen convenios que tengan por objeto retrasar, prevenir, diferir o hacer más oneroso un cambio en el control del Emisor o aquellos a que se hace referencia en el artículo 16, fracción VI de la LMV.

VI. EL GARANTE Y EL CONTRATO DE GARANTÍA

1. El Garante

Constitución y Estatus

El Garante se constituyó el 28 de enero de 1843 por un periodo indefinido bajo ley española como una sociedad anónima registrada en el Registro Mercantil de Barcelona con referencia Tomo 41512, Folio 152, B-33172, Inscripción 1307. El domicilio social del Garante es Plaza del Gas nº 1, 08003 Barcelona, España y el número de teléfono es el +34 93 402 5897.

Capital social

Al 31 de diciembre de 2010 el número autorizado total de acciones ordinarias del Garante es de 921,756,951 acciones representadas por medio de anotaciones en cuenta con un valor nominal de 1 euro por acción. Todas las acciones emitidas están totalmente desembolsadas y cuentan con los mismos derechos políticos y económicos.

Principales accionistas

Al 31 de diciembre de 2010, los principales accionistas de Gas Natural SDG son Criteria CaixaCorp, S.A. (miembro del Grupo “La Caixa”) con una participación agregada del 36.6% y Repsol YPF con una participación del 30.0%

Historia

La historia del Grupo se remonta al 28 de Enero 1843, cuando se creó la Sociedad Catalana para el Alumbrado de Gas para llevar a término el alumbrado por gas de la ciudad de Barcelona. La compañía posteriormente entro en el mercado eléctrico y, en 1912, cambió su nombre a Catalana de Gas y Electricidad S.A.

En 1965 Catalana de Gas y Electricidad, a través de su filial con Exxon, denominada Gas Natural, inicia la era del gas natural en España, con los contratos de suministro con Libia y Argelia, la construcción del primer metanero español con tecnología criogénica, la puesta en funcionamiento de la planta de regasificación de Barcelona y el desarrollo del mercado del GNL. En 1987, Catalana de Gas y Electricidad, S.A. cambia de nombre a Catalana de Gas, S.A. al producirse la enajenación de los últimos activos eléctricos del Grupo.

Por último, el 31 de diciembre de 1991 se fusiona Catalana de Gas con Gas Madrid y, junto con los activos escindidos de Repsol Butano, dan lugar a Gas Natural SDG, S.A., cuyo cambio de denominación social se produjo en marzo de 1992.

En 1994, durante el proceso de integración vertical entre la industria gasística española, Gas Natural SDG adquirió el 91% de Enagás, S.A (Enagás), compañía dedicada fundamentalmente al transporte, regasificación y almacenamiento de gas. El restante 9% de Enagás fue adquirido por el Grupo en 1998. Posteriormente, y como consecuencia de la liberalización del mercado energético español, Gas Natural SDG vendió el 59.1% de Enagás en junio 2002 y desde entonces efectuó una progresiva desinversión, vendiendo el 5% final de Enagás el 1 de junio de 2009. Actualmente no mantiene ninguna participación en dicha sociedad.

En 1992, El Grupo inicia el proceso de expansión internacional, con la adjudicación de una licencia de distribución de gas en Buenos Aires (Argentina).

Desde 1997, el Grupo ha continuado su proceso de expansión internacional a través de la adquisición de activos de gas en Latino América (incluyendo Brasil, Colombia, México y Puerto Rico) y en Europa (principalmente Italia) así como operaciones comerciales en Francia, Bélgica y Luxemburgo.

En 2002, el Grupo empezó la comercialización de gas en Italia a través de la filial Gas Natural Vendita S.A y, dos años después, el Grupo incremento su presencia a través de la adquisición de los grupos de distribución de gas natural, Brancato, Nettis y Smedigas. Estas adquisiciones fueron complementadas en 2007 a través de la adquisición Italmeco, la cual opera en cuatro regiones en el centro y sur de Italia.

En 2003, el Grupo inició operaciones en una planta de regasificación y un ciclo combinado de electricidad en Puerto Rico y, en junio 2005, el Grupo también entró en el mercado Francés, estableciendo ventas de gas y actividades de marketing a través de Gas Natural Commercialisation France S.A.S.

En octubre 2007, el Grupo adquirió cuatro ciclos combinados de turbinas de gas (CCGTs), un gasoducto de gas en México a la compañía francesa energética EDF y un quinto CCGT propiedad de EDF y del conglomerado japonés Mitsubishi. La adquisición de estos cinco CCGTs, la cual se completó en diciembre 2007, dio al grupo un total de capacidad instalada en México de 2,233 MW.

El 24 de diciembre de 2009, Gas Natural Fenosa alcanzó un acuerdo para vender a Mitsui & Co. y Tokyo Gas Co. parte de su capacidad de generación eléctrica en México. Esta transacción fue parte del plan de des-inversiones interno del Grupo, que tenía como objetivo alcanzar un nivel de exposición más equilibrado en México, tras la adquisición de Unión Fenosa. La venta, que fue completada el 3 de junio de 2010, incluyó la enajenación de un total de 2,233 MW de capacidad instalada.

Con la adquisición de Unión Fenosa en 2009 ha alcanzado una mayor presencia en América Latina (Nicaragua, Guatemala, y Panamá), Europa (Moldavia), y África (Egipto, Kenia, Sudáfrica)

Adquisición de Unión Fenosa

El 30 de julio de 2008 Gas Natural alcanzó un acuerdo con ACS, Actividades de Construcción y Servicios, S.A. (ACS), para la adquisición del total de su participación del 45.3% en Unión Fenosa.

El 11 de febrero de 2009 la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) autorizó la adquisición de Unión Fenosa sujeta a determinados compromisos de desinversión presentados por Gas Natural.

Siguiendo los términos del acuerdo firmado el 30 de julio de 2008, Gas Natural adquirió a ACS, Actividades de Construcción y Servicios, S.A. (ACS), el 26 de febrero de 2009 el resto de su participación, alcanzando el 50.02% en Unión Fenosa y formuló la correspondiente Oferta Pública de Adquisición de acciones (OPA) con carácter obligatorio a la totalidad de las acciones de Unión Fenosa, S.A. conforme con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el RD 1066/2007.

El 21 de abril de 2009 la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) comunicó el resultado de la Oferta, cuyo plazo de aceptación terminó el 14 de abril de 2009. La Oferta fue aceptada por acciones representativas del 34.8% del capital social de Unión Fenosa, S.A. y del 69.5% de los derechos de voto a los que la Oferta se dirigía de forma efectiva.

Como consecuencia de la liquidación de la Oferta y de la liquidación de los instrumentos financieros suscritos con diversas entidades bancarias en relación con acciones de Unión Fenosa, S.A., Gas Natural alcanzó el 95,2% del capital social de Unión Fenosa.

Las Juntas Generales de Accionistas de Gas Natural y de Unión Fenosa celebradas el 26 y 29 de junio de 2009, respectivamente, aprobaron la operación de fusión por absorción de Unión Fenosa, S.A. y Unión Fenosa Generación, S.A. por parte de Gas Natural SDG, mediante disolución sin liquidación de las sociedades absorbidas y la transmisión en bloque de todo su patrimonio a Gas Natural SDG.

La finalización de la fusión en septiembre de 2009 supone la culminación del proceso de adquisición iniciado en julio de 2008 y la consecución del objetivo de integrar los negocios de gas y electricidad en una compañía con larga experiencia en el sector energético, capaz de competir de forma eficiente en unos mercados sometidos a un proceso de creciente integración, globalización y aumento de la competencia.

A través de esta adquisición y fusión, Gas Natural Fenosa ha (i) consolidado su fuerte presencia en los mercados de gas y electricidad en España y Latinoamérica, (ii) expandido su negocio de forma significativa en las áreas de negocio Upstream y Midstream, (iii) generado sinergias operativas y financieras para el grupo resultante y (iv) reforzado su posición como jugador global en el sector GNL con una posición de liderazgo en la cuenca Atlántica.

Hechos relevantes

En cumplimiento con ciertos compromisos para la desinversión de activos de distribución de gas adquiridos por Gas Natural SDG bajo el plan de acción aprobado por la CNC relacionados con la adquisición de Unión Fenosa, Gas Natural Fenosa completó, a 31 de diciembre de 2009, la venta de (i) los activos de la red de baja presión del Grupo de las Comunidades Autónomas de Cantabria (Gas Natural Cantabria, S.A.) y Murcia (Gas Natural Murcia, S.A.), que incluían 2,611 km de red de baja presión así como 256.000 puntos de suministro de gas; (ii) la mayor parte de la red de alta presión del Principado de

Asturias, Cantabria y País Vasco (que representaba un total de 489 km que transportaban 7,500 GWh de gas por año); y (iii) el negocio de venta de gas, electricidad y servicios de hogares y medianas empresas en estas mismas regiones (que representaban aproximadamente 210,000 clientes de gas, 4,000 clientes eléctricos y 67,000 contratos de servicio de energía).

Durante 2010 Gas Natural Fenosa llevó a cabo diversas transacciones y acuerdos gracias a los cuales lograría el cumplimiento de la mayoría de los compromisos impuestos por la CNC:

- El 30 de abril de 2010 Gas Natural Fenosa firmó la venta de diferentes activos de distribución y comercialización de gas natural en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid a Morgan Stanley Infraestructuras y Galp Energía. Esta venta englobó aproximadamente 504,000 puntos de suministro, 412,000 clientes de gas y 8,000 clientes de energía eléctrica.
- El 12 de julio de 2010 Gas Natural Fenosa llegó a un acuerdo de venta del ciclo combinado de Plana del Vent con una sociedad española del grupo energético suizo Alpiq. Este acuerdo supone el primer paso del proceso de desinversión de capacidad de generación mediante ciclos combinados comprometida con la CNC y en la que Gas Natural Fenosa continúa trabajando.
- El 3 de febrero de 2011 la CNC publicó una nueva resolución sobre los compromisos de desinversión que asumió Gas Natural Fenosa en 2009 para la adquisición de Unión Fenosa, S.A., por parte de Gas Natural SDG. De esta forma, los activos pendientes de desinvertir en España, conforme al nuevo esquema aprobado por la CNC en lugar de los establecidos anteriormente son 1,600 MW en ciclos combinados y 300,000 puntos de suministro adicionales de distribución de gas natural en la zona de Madrid. En este sentido el 7 de febrero de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 300,000 puntos de suministro de gas en la zona de Madrid a una compañía del grupo Madrileña Red de Gas. El acuerdo se encuentra sujeto a la aprobación por parte de las autoridades regulatorias y de competencia, esperando su cumplimiento en la segunda mitad del año.
- El 1 de abril de 2011, tras haber obtenido las autorizaciones pertinentes, Gas Natural Fenosa cerró la venta de un grupo de 400 MW de la central de ciclo combinado de Plana del Vent a las sociedades Analp Gestión S.A.U. y Alpiq Energía España, S.A.U., ambas pertenecientes al grupo energético suizo Alpiq. El importe de la venta asciende a un total de €200 millones.
- El 14 de abril, Gas Natural Fenosa suscribió un compromiso de compraventa de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja), con una capacidad instalada de 800 MW, con una subsidiaria de ContourGlobal, firma americana especializada en el desarrollo y la gestión de activos energéticos. El acuerdo se encuentra sujeto a las autorizaciones pertinentes.

Además de las desinversiones para cumplir los compromisos de la CNC, a lo largo del ejercicio 2010 se llegaron a diferentes acuerdos para ventas de otros activos:

- El 14 de abril de 2010 Gas Natural Fenosa anunció la finalización del proceso de colocación privada del 5% de Indra Sistemas, S.A. (INDRA) y su venta final.
- El 3 de junio de 2010 Gas Natural Fenosa completó la desinversión de parte de su negocio de generación de electricidad en México.
- En fecha 2 de agosto de 2010, Gas Natural Fenosa y Enel Green Power acordaron finalizar la colaboración en energías renovables que hasta ahora mantenían a través de Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER), sociedad en la que cada uno es accionista con un 50%. Tras la operación acordada, cada uno de los accionistas recibirá aproximadamente la mitad de los activos de EUFER. La operación fue aprobada en fecha 10 de noviembre de 2010 por las autoridades de competencia, estando pendiente la obtención de las autorizaciones regulatorias y administrativas requeridas.
- El 30 de noviembre de 2010 Gas Natural Fenosa ejecutó la venta de determinados activos integrantes de la red de transporte de energía eléctrica a Red Eléctrica de España por 47 millones de euros.
- El 17 de diciembre de 2010 Gas Natural Fenosa ejecutó la venta de su participación del 35% en Gas Aragón, S.A. a Endesa Gas, S.A.U. El importe de la venta ha ascendido a 75 millones de euros.

En relación con la controversia que Gas Natural Fenosa mantenía con Sonatrach sobre la revisión de precio de los contratos de suministro de gas que recibe de Argelia a través del gasoducto Magreb-Europa, en agosto de 2010 se notificó el laudo que finalizaba el procedimiento arbitral. El tribunal arbitral decidió el derecho de Sonatrach a un incremento de precio a partir de 2007. Los efectos retroactivos máximos facturados por Sonatrach ascenderían a un importe de \$1.970 millones de dólares para el período hasta julio de 2010. El laudo ha sido impugnado por Gas Natural Fenosa ante el Tribunal Federal de Suiza. Asimismo, Gas Natural Fenosa ha solicitado la apertura del proceso de revisión de precio de dichos contratos para tener en cuenta los profundos cambios ya producidos, así como la situación actual de los mercados mundiales y, en especial, del español; todo ello tal como se prevé en los correspondientes contratos.

En noviembre de 2010 el Tribunal Federal de Suiza concedió una medida cautelar en relación con el laudo dictado, de modo que queda suspendido hasta que dicho Tribunal decida sobre la impugnación presentada por Gas Natural Fenosa.

Gas Natural Fenosa y Sonatrach están manteniendo negociaciones sobre las revisiones de precio previstas en los contratos, de las que se espera un resultado beneficioso para ambas partes que zanje definitivamente la mencionada controversia.

En el caso de que no prosperara ninguna de las medidas emprendidas en relación con el citado laudo, una parte del incremento de precios se repercutiría a determinados clientes, de acuerdo con los términos contractuales.

A 31 de diciembre de 2010, el Balance consolidado de Gas Natural Fenosa incluye una provisión por los riesgos derivados del contencioso con Sonatrach, según la mejor estimación realizada con la información disponible a la fecha de formulación de las cuentas anuales consolidadas sobre la evolución del contencioso, las negociaciones en curso y los importes a repercutir, que cubre adecuadamente los riesgos descritos tanto para el período retroactivo como para el período adicional hasta 31 de diciembre de 2010.

Para una descripción más detallada de los procesos descritos con antelación ver la sección “Litigios y Arbitrajes” más adelante.

Por último, el 29 de abril de 2011, en ejercicio de las facultades delegadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Gas Natural SDG de fecha 14 de abril de 2011, el Consejo de Administración de Gas Natural SDG acordó fijar el calendario de ejecución del aumento de capital liberado mediante el que se instrumenta la nueva política de retribución al accionista del Gas Natural SDG. Mediante este aumento de capital, en consonancia con la política de retribución al accionista seguida por otras compañías nacionales e internacionales, Gas Natural SDG ofrece a sus accionistas la posibilidad de recibir acciones liberadas de nueva emisión de Gas Natural SDG o, alternativamente, en caso de optar por ello, la posibilidad de recibir un importe en efectivo mediante la venta de los derechos de asignación gratuita que reciban de Gas Natural SDG, bien en el mercado y al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Gas Natural SDG a un precio fijo garantizado o cualquier combinación de ellas.

Estrategia

En julio de 2010, Gas Natural Fenosa presentó su Plan Estratégico 2010-2014. El punto de partida para este nuevo plan estratégico es el éxito en la integración de Unión Fenosa, que se completó dentro del calendario establecido inicialmente para la operación. La nueva entidad combinada ha logrado un perfil de negocio diferenciado, habiéndose convertido en una compañía de gas y electricidad totalmente integrada en el mercado español, con significativos intereses en Latinoamérica, una posición de liderazgo en el sector del GNL en la cuenca atlántica y con una plataforma única de activos en infraestructuras y combinación de negocios.

Durante la primera fase del plan, que abarca de 2010 a 2012, la compañía prevé centrar el plan en el fortalecimiento de la posición financiera, la optimización de sinergias y el crecimiento orgánico. La segunda fase, a partir del año 2012, está enfocada a la captura de crecimiento, permitiendo a la compañía posicionarse en el medio plazo para aprovechar la recuperación de los mercados y crecer en los negocios liberalizados.

Prioridades estratégicas

Distribución

Gas Natural Fenosa prevé sustentar el crecimiento orgánico del negocio de distribución -que se caracteriza por ser completamente regulado y con marcos regulatorios atractivos que permiten una generación de caja estable-, en la

continuación de la gasificación en España, aumentando en 400,000 la cifra de puntos de suministro hasta 2012 y en más de 700,000 hasta 2014.

En Latinoamérica, destaca el potencial de penetración, sobre todo en México y Brasil, donde la energética espera lograr más de 1,1 millones de clientes en 2014.

En Italia, la previsión es de realizar una saturación del mercado actual alcanzando los 60,000 nuevos puntos de suministro hasta 2012 y 90,000 en 2014.

Electricidad

Las prioridades estratégicas para el crecimiento orgánico del negocio eléctrico se centrarán en completar proyectos de generación ya en marcha, en potenciar la comercialización minorista de electricidad y servicios energéticos y fortalecer el negocio de comercialización mayorista.

A medio-largo plazo, el plan prevé instalar 1,2 GW adicionales de capacidad de generación de energía renovable y aumentar en 1 GW la capacidad de generación convencional para reequilibrar el mix energético en mercados clave.

Gas

En el negocio gas, las principales bases estratégicas del crecimiento orgánico se centran en la internacionalización de la actividad de comercialización de gas y la continuación del desarrollo de infraestructuras actuales.

El objetivo a medio plazo es aprovechar las posiciones actuales de Gas Natural Fenosa en la cuenca mediterránea y atlántica para crecer en nuevos mercados y explorar oportunidades de acceso a infraestructuras en mercados de Europa y el Cono Sur.

Negocio

Gas Natural Fenosa es una de las diez grandes compañías multinacionales de energía en Europa y la empresa verticalmente integrada de gas y electricidad líder en España y Latinoamérica. Sus principales actividades abarcan la distribución de gas y electricidad, generación eléctrica y aprovisionamientos de gas. Tras la adquisición e integración de Unión Fenosa en 2009, Gas Natural Fenosa se ha convertido en la tercera compañía eléctrica española por número de clientes, operando en más de 20 países y atendiendo a más de 20 millones de clientes (en torno a 9 millones en España).

Gas Natural Fenosa es también líder en el mercado de distribución y comercialización de gas en España (Fuente: Según informe del regulador español de energía CNE a la Comisión Europea, 2008) operando 5.9 de los 7 millones de puntos de suministro de gas en el mercado español a través de diez compañías distribuidoras en 13 Comunidades Autónomas y de dos compañías comercializadoras. El Grupo es también un operador líder en los mercados de GNL en la cuenca Atlántica y Mediterránea.

En la siguiente tabla se muestran cifras relativas a las distintas actividades del Grupo durante los periodos 2009 y 2010. La adquisición de Unión Fenosa y su incorporación por integración global a los resultados consolidados desde el 30 de abril de 2009 así como las desinversiones realizadas da lugar a significativas variaciones en la comparación con el año anterior y no permite el adecuado análisis de la evolución de los negocios de Gas Natural Fenosa.

	12 meses a 31 Diciembre		Variación 2010/2009
	2010	2009	
Distribución de gas (GWh)	411,556	402,692	2.2%
Distribución de electricidad (GWh)	54,833	34,973	56.8%
Suministro de gas (GWh)	305,704	286,152	6.8%
Transporte de gas /EMPL (GWh)	109,792	109,230	0.5%
Puntos de suministro de distribución de gas (en miles)	11,361	11,534	-1.5%
Puntos de suministro de distribución de electricidad (en miles)	9,436	9,144	3.2%
Capacidad de generación eléctrica (MW)	17,254	17,810	-3.1%
Energía eléctrica producida (GWh/year)	58,130	52,553	10.6%

Las principales actividades del Grupo se clasifican según sigue y se llevan a cabo en los mercados descritos a continuación:

- *Distribución Gas*
 - España
 - Latinoamérica
 - Resto (Italia)

- *Distribución Electricidad*
 - España
 - Latinoamérica
 - Resto (Moldavia)

- *Electricidad*
 - España
 - Latinoamérica
 - Resto del mundo (Kenia)

- *Gas*
 - Infraestructuras
 - Aprovisionamiento y comercialización
 - Unión Fenosa Gas

La adquisición de UNION FENOSA y su incorporación por integración global a los resultados consolidados desde el 30 de abril de 2009 da lugar a significativas variaciones en la comparación con el año anterior.

Distribución gas

Distribución gas España

El negocio en España incluye la actividad retribuida de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.).

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de distribución de gas en España alcanza los 1,299 millones de euros, con un descenso del 4.5%. Ello es debido a la venta en diciembre de 2009 de los activos de Cantabria, Murcia, Asturias, País Vasco y los vendidos en abril de 2010 en la Comunidad de Madrid. Descontando este efecto, el importe neto de la cifra de negocios de la actividad de gas ha aumentado un 3.3%⁽¹⁾ en relación con el mismo período del año anterior.

El EBITDA del ejercicio 2010 se sitúa en 915 millones de euros, 12 millones de euros por debajo del año anterior, debido igualmente, a la venta de los activos antes mencionados con un impacto en el EBITDA de 67 millones de euros. Descontando este efecto, el EBITDA se situaría en 55 millones de euros⁽¹⁾ por encima del año anterior, gracias al incremento de la retribución regulada.

Las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa los servicios de acceso de terceros a la red (ATR) de distribución de gas y de transporte secundario, ascienden a 207,174 GWh con un descenso del 9.8%. Este descenso se debe a la venta de los activos de Cantabria, Murcia, Asturias, País Vasco y Comunidad de Madrid, que una vez descontados supone un crecimiento del 3.9%⁽¹⁾, provocado por el aumento del consumo en el mercado residencial derivado del año climático frío y una ligera recuperación del consumo industrial.

Gas Natural Fenosa continúa con la expansión de su red de distribución que se incrementa en 1.152 km en los últimos 12 meses y alcanza 33 nuevos municipios en 2010. El número de puntos de suministro se incrementa en 84.000 en el año 2010, un 16.8% inferior al mismo período del año anterior por el impacto de la crisis económica, si bien se aprecia una recuperación en el cuarto trimestre de 2010. Ambos efectos sin considerar las desinversiones antes comentadas.

⁽¹⁾ Para facilitar una mejor comparación entre los años 2009 y 2010 se homogeneiza este dato considerando la misma contribución de la aportación de las desinversiones para los dos ejercicios.

A cierre del ejercicio 2010 la red de distribución de gas alcanza los 44,931km, con un descenso del 5.6%, y el número de puntos de suministro alcanza los 5,274,000, un 7.4% inferior.

En el marco del plan de actuaciones aprobado por la CNC en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa, Gas Natural Fenosa se comprometió a desinvertir determinados activos de distribución de gas.

En este sentido, el 31 de diciembre de 2009, se materializó la venta de los activos de distribución de gas en baja presión en la Comunidad Autónoma de Cantabria (Gas Natural Cantabria, S.A. SDG) y en la Región de Murcia (Gas Natural Murcia, S.A.), que engloban 2,611 km de redes de distribución en baja presión y 256,000 puntos de suministro, que suponen 3,500 GWh anuales de gas, la mayor parte de las redes distribución de alta presión en el Principado de Asturias, Cantabria y el País Vasco, con un total de 489 km de redes, que vehiculan 7,500 GWh anuales de gas, así como la actividad de comercialización doméstica y de pequeñas y medianas empresas de gas, electricidad y servicios en dichas comunidades, que suman 210,000 clientes de gas, 4,000 de electricidad y 67,000 contratos de servicios energéticos.

Asimismo, con fecha 31 de marzo de 2010 se realizó la escisión de los activos de distribución de los municipios de Madrid a la sociedad denominada Madrileña Red de Gas, de acuerdo con el marco del plan de actuaciones aprobado por la CNC en relación con la adquisición de UNION FENOSA, materializándose el 30 de abril de 2010 la venta de activos de distribución de gas en baja presión correspondiente a 38 municipios situados en la Comunidad Autónoma de Madrid, que corresponde al traspaso de 507,726 puntos de suministro y 3,491 km de redes de distribución de baja presión.

El 29 de diciembre de 2010 se publicó la Orden ITC/3354/2010 que establece los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2011 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista. Esta Orden mantiene el sistema de cálculo de la retribución de distribución de acuerdo a la modificación del año anterior con la actualización de la retribución para 2011 con el IPH real de 2009. La retribución inicial reconocida a Gas Natural Fenosa para el ejercicio 2011 asciende a 1,098 millones de euros.

En relación al transporte secundario, la retribución reconocida a Gas Natural Fenosa para el año 2011 alcanza los 31 millones de euros.

Distribución gas Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México.

Los resultados de la distribución de gas en Latinoamérica en el ejercicio 2010 comparados con los del ejercicio anterior aportan una evolución favorable por el desempeño de los negocios y por la evolución de las divisas.

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 2,645 millones de euros y registra un aumento del 35%, por el aumento de las ventas y por la evolución cambiaria.

El EBITDA alcanza los 635 millones de euros, con un aumento del 24.5% respecto al del año 2009, viéndose favorecido por la evolución de las monedas locales que se revalúan en media un 13.5%. Sin considerar los efectos del tipo de cambio, el EBITDA crece un 6.6%.

Destaca la aportación de Brasil y Colombia representando entre ambos países el 79.2% del total de EBITDA.

En el ejercicio 2010 la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanza los 5,665,000. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento interanual con un incremento de 243,000 puntos de suministro, destacando Colombia con un aumento de 152,000 puntos de suministro, superando la cifra de 2 millones de clientes, por los mayores niveles de captación en la zona de Bogotá y el Altiplano Cundiboyacense.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que agrupa las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red (ATR), ascienden a 200,995 GWh con un incremento del 18.5% respecto a las ventas registradas en el mismo período del año anterior. Este incremento se produce básicamente en el mercado industrial y el suministro a plantas de generación eléctrica en Brasil.

La red de distribución de gas se incrementa en 2,177 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 64,492 km a finales de diciembre de 2010, con un crecimiento del 3.5%.

Cabe destacar los siguientes aspectos en relación con la actividad en el área:

- En Argentina se continúa en negociación con la Administración para la aplicación de un nuevo marco tarifario.
- En Brasil se han incrementado las ventas en el sector industrial y de generación, éste último motivado por el aumento de demanda originada por el calor intenso que se está produciendo en la región sudeste y sur del país.
- En Colombia se incrementa el número de vehículos convertidos a gas natural un 5.5% pasando de 117,872 vehículos a diciembre de 2009 a 124,301 vehículos a diciembre de 2010. Se incorpora al perímetro del negocio en el país, la sociedad Gas Nacer, sociedad distribuidora y comercializadora de gas con presencia en 22 municipios y con 50,000 clientes.
- Con fecha del 8 de febrero de 2010 Metrogas, mediante publicación en el Diario Oficial de la Federación, da a conocer las listas de las tarifas autorizadas donde se reconoce un incremento del 30.5% para el tercer período quinquenal y que entrarán en vigor a partir del 15 de febrero de 2010.

Adicionalmente, en la misma fecha se han aprobado para todas las distribuidoras de Gas Natural México, la recuperación del precio de la cobertura de gas, 11% adicional sobre la tarifa de distribución y para las distribuidoras de Monterrey, Nuevo Laredo, Saltillo y Toluca, el porcentaje de pérdidas operativas vía tarifa de distribución supone un 4% adicional.

Distribución gas resto (Italia)

El negocio en Italia incluye además las ventas de gas a tarifa.

Las operaciones de distribución de gas en Italia representan una contribución al EBITDA de 70 millones de euros, con un aumento del 45.8% respecto al año anterior.

La mejora del EBITDA está asociada a la mejora de la remuneración de la actividad regulada de distribución por importe de 19 millones de euros, que incluye 3 millones de euros relativos al 2009, conforme a la Resolución del Regulador de noviembre de 2010.

El 28 de diciembre de 2010 Gas Natural Distribuzione Italia, a través de la sociedad controlada Cilento Reti Gas Srl, ha adquirido activos en los municipios de Sapri y Camerota empezando así el proyecto Cilento en la región Campania en el Sur-Oeste de Italia. El proyecto agrupa 29 municipios con un potencial de 50,000 puntos de suministro.

En el último trimestre de 2010 se está comercializando gas en el país de los contratos de Gas Natural Fenosa y se ha regasificado en la planta de Panigaglia dos buques de GNL por un total de 880 GWh.

Gas Natural Fenosa en Italia alcanza la cifra de 422,000 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, aumentando así, respecto al 31 de diciembre de 2009, un 1.9% el número de puntos de suministro.

La actividad de distribución de gas alcanza los 3,387 GWh, con una disminución del 3.1% respecto a la del año 2009 debido fundamentalmente a las diferentes condiciones meteorológicas.

La red de distribución se incrementa en 204 km y alcanza los 5,849 km al 31 de diciembre de 2010.

Distribución electricidad

Distribución electricidad España

El negocio en España incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de Gas Natural Fenosa.

Destacar que, desde el 1 de julio de 2009, dejó de existir la denominada tarifa integral con la creación de las comercializadoras de último recurso, por lo que desde esa fecha no se realizan ventas de electricidad desde la actividad de distribución de electricidad en España.

El 29 de diciembre de 2010 se publica en el BOE la Orden ITC/3353/2010, por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas a las instalaciones del régimen especial.

En la citada Orden se publican los valores definitivos de la retribución a la actividad de distribución referente a los años 2009 y 2010 que, hasta la fecha, tenía la consideración de provisionales. Asimismo, se establece la previsión de dicha retribución para el año 2011. En concreto, la retribución inicial reconocida a Gas Natural Fenosa para el ejercicio 2011 asciende a 837 millones de euros para las actividades de distribución y 51 millones de euros para las actividades de transporte.

La mencionada revisión conlleva a la contabilización en 2010 de la actualización relativa a la retribución del ejercicio 2009, aproximadamente 35 millones de euros superior a la contabilizada en su momento. Esta circunstancia, unida a las mejoras de eficiencia que todavía se han captado en el negocio regulado ha permitido alcanzar un EBITDA de 645 millones de euros que supone un incremento del 67.5% respecto al del año anterior, 11.8%¹ en términos homogéneos.

La comparación del importe neto de la cifra de negocios respecto al año anterior está condicionada por contemplar en el año 2009 sólo los meses de mayo a diciembre, frente a los 12 meses del año 2010.

El ejercicio 2009 había marcado un récord en los valores relativos a la calidad del servicio, medida como Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI), alcanzando un valor ligeramente superior a los 59 minutos (excluidos los factores de fuerza mayor). Estos valores se continúan manteniendo durante el ejercicio 2010 que ha finalizado con un valor de 61 minutos.

En relación con la calidad, hay que resaltar el compromiso por parte Gas Natural Fenosa y prueba de ello son los planes inversores y las actuaciones de operación y mantenimiento de las instalaciones que, de forma continua, se ponen en marcha en los distintos ámbitos geográficos de Gas Natural Fenosa. En este sentido, resaltar que el TIEPI se ha visto mejorado en 34 minutos respecto al valor del 2006 y que se posiciona entre uno de los mejores valores del sector.

Los puntos de suministro de electricidad experimentan un ligero incremento en el ejercicio 2010 de 0.6%. La energía suministrada registra un aumento del 60.8%, que en términos homogéneos considerando igual período para el año 2009, supone un aumento del 4.1%. La venta de electricidad a tarifa en 2010 corresponde a regularizaciones ya que, desde Julio 2009, sólo se suministra energía a tarifa de acceso (ATR).

Distribución electricidad Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá.

El EBITDA de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica registra un crecimiento del 65.3% respecto al mismo período del año anterior, que en términos homogéneos ascendería al 17.8%⁽¹⁾, siendo relevante el aumento de las ventas por los importantes incrementos en de la demanda en la región y la apreciación del peso colombiano. Sin considerar el efecto por tipo de cambio, este indicador aumentaría un 4.8% respecto al del ejercicio anterior.

El negocio de distribución de Colombia aporta 227 millones de euros con un crecimiento significativo debido a la extensión extraordinaria del período del fenómeno meteorológico El Niño y al inicio de la recuperación de la economía colombiana donde el sector industrial ha comenzado a dar muestras de mayor actividad.

El EBITDA de las distribuidoras de Centroamérica alcanza 163 millones de euros, con un incremento de demanda registrado en toda la región del 6.6%, compensando los altos precios de compra de energía por el aumento en los precios del combustible cuyos valores medios se han incrementado un 20% y el encarecimiento en el costo de las pérdidas no reconocidas.

El aumento de provisiones se debe fundamentalmente al aumento de la facturación registrado en las zonas con carencias y de difícil gestión en la distribución de electricidad en Colombia y a la incorporación de las sociedades de Unión Fenosa.

¹ Para facilitar una mejor comparación entre los años 2009 y 2010 se homogeneiza este dato considerando la integración de Unión Fenosa desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2009.

Las ventas de actividad de electricidad alcanzan los 18.002 GWh con un crecimiento del 49.3% y la cifra de clientes registra un aumento del 5.6% siendo relevante el importante crecimiento en Colombia debido a la actualización de censos en barrios desfavorecidos así como en Nicaragua por la mayor efectividad de las campañas de contratación.

El incremento de la demanda de energía en los países del área de Centroamérica ha sido del 5.7% destacando el área de Panamá con valores del 6.1%⁽¹⁾ debido a las altas temperaturas y a la percepción por parte de los clientes de una tarifa inferior considerando, en términos homogéneos, el ejercicio 2009 completo en lugar del período mayo a diciembre.

Los indicadores operativos básicos del negocio, índice de pérdidas e índice de cobro se sitúan en valores relativamente estables al año anterior dado el retraso sufrido en el inicio de los planes de reducción de pérdidas y actividades de corte y recaudo.

Distribución electricidad resto (Moldavia)

El negocio en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y zonas del centro y sur del país.

El marco regulatorio vigente en Moldavia, con reconocimiento explícito del plan inversor y de las actuaciones de operación y mantenimiento de las instalaciones, conjuntamente con los resultados positivos logrados con las mejoras de eficiencia energética de la red de distribución permite mejorar el margen de electricidad en el entorno del 18% en moneda local respecto al del año anterior, en términos homogéneos.

Asimismo, los proyectos encaminados a la mejora de los procesos operativos, tanto en lo referente a las actuaciones en el ámbito de la gestión de las instalaciones como en el marco de la gestión comercial de los clientes, están permitiendo obtener mejoras significativas de la eficiencia, medida en términos de gastos operativos/margen de electricidad, que en valores en moneda local (aislados los efectos del tipo de cambio) mejora en casi 4 puntos porcentuales, en términos homogéneos.

Lo comentado anteriormente ha posibilitado un aumento del casi el 21% en el EBITDA, en términos de moneda local que, considerado el efecto del tipo de cambio, supone un aumento del 12.5%⁽¹⁾, respecto al del año anterior, en términos homogéneos.

Estas comparaciones están realizadas en términos homogéneos, considerando el ejercicio 2009 completo en lugar de considerar únicamente el período mayo a diciembre integrado globalmente en la cuenta de resultados consolidada del ejercicio 2009.

En un contexto de ralentización económica, la demanda de energía en Moldavia registra, en términos homogéneos, un crecimiento del 3.4%, respecto a la del año anterior, y la base de clientes aumenta un 1.1%. Estos crecimientos se ven, por otra parte, consolidados desde la perspectiva de impacto en resultados en la medida que el índice de pérdidas de energía en la red continúa mejorando, situándose ya en valores del orden del 14% y los índices de cobro se posicionan en valores entorno al 100%.

El buen comportamiento de los parámetros operativos más significativos y el hecho de que los valores de calidad del suministro se sitúan en las cifras esperadas están permitiendo la solidez de los resultados alcanzados.

Electricidad

Electricidad España

El negocio de Electricidad en España incluye las actividades de generación de electricidad de España, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español, el suministro de electricidad a tarifa de último recurso así como el trading de electricidad en mercados mayoristas.

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de electricidad en el ejercicio 2010 alcanza los 5,420 millones de euros, superior en un 55.9% a la cifra del año anterior, debido fundamentalmente a la incorporación de Unión Fenosa.

⁽¹⁾ Para facilitar una mejor comparación entre los años 2009 y 2010 se homogeneiza este dato considerando la integración de Unión Fenosa desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2009.

En términos de EBITDA los resultados obtenidos en el año 2010 se elevan a 974 millones de euros, un 20.8% superior a la cifra del año anterior condicionado por los motivos anteriormente citados.

En el entorno nacional, la demanda eléctrica peninsular aumenta un 3.4% respecto al pasado año. Corregido el incremento de los efectos de laboralidad y temperatura, la demanda crece un 2.9%, volviendo a la tendencia de incremento de la demanda iniciada el primer semestre del año, tras la importante caída registrada durante el año 2009.

La generación neta nacional de electricidad presenta en valores acumulados un incremento del 3.6%. El saldo físico de intercambios internacionales se mantiene exportador, aunque disminuye 6.4 puntos en el trimestre respecto del año anterior. En 2010 el aumento es del 2.9%, con más de 8.3 TWh exportados.

La generación en Régimen Especial presenta en el conjunto del año 2010 una bajada de tres puntos y se sitúa en el 13.8%. A pesar de ello, el Régimen Especial en conjunto mantiene el 34.8% de la cobertura de la demanda peninsular en el ejercicio 2010, tres puntos más que en 2009.

Sin embargo, la generación en Régimen Ordinario presenta en valores acumulados del año una disminución del 0.7%.

La energía hidroeléctrica producible registrada en 2010 presenta una probabilidad de ser superada (PSS), respecto del producible medio histórico, del 15%, es decir, estadísticamente solo 15 de cada 100 años presentarían características más húmedas que el año actual.

La generación nuclear aumenta en el año un 17.1%, cifra que se ve afectada por el desplazamiento de las revisiones.

El aumento de la demanda en el ejercicio 2010, con 8.7 TWh más que en 2009, es apenas una cuarta parte de los 34 TWh que suman los aumentos de generación con régimen especial, hidráulica y nuclear motivados respectivamente por aumentos de potencia, hidráulica y menores mantenimientos respecto al mismo período del año anterior. Con ello, el hueco térmico presenta una disminución de 12 puntos respecto a 2009 compuesta básicamente por el carbón y ciclos combinados, que son los que han asumido a la baja el ajuste entre demanda y generación.

La generación con carbón sufre una disminución del 34.8% respecto a 2009, año que a su vez ya presentó una importante reducción, del 27% respecto a 2008.

La generación ordinaria con fuelóleo disminuye un 12.2% en el año, no obstante, su aportación a la cobertura de la demanda apenas supera el medio punto.

Los ciclos combinados disminuyen su producción un 17.3% en valores acumulados, con una cobertura de la demanda del 24.4%, seis puntos menos que en 2009.

En el ejercicio 2010 la mayor presión ejercida por la hidráulica, con aumento de la producción, y también el aumento de la contribución del Régimen Especial, especialmente la eólica, no han sido capaces de contrarrestar el efecto del aumento de los precios de las materias primas y por ende de los costos de producción, por lo que los precios han mantenido la senda alcista y se sitúan en los 45.0 €/MWh a final de año, superando en varios días los 50 €/MWh y alcanzando en concreto lo 57.2 €/MWh el pasado 1 de diciembre, el máximo valor diario del año.

El precio medio ponderado acumulado del mercado diario es de 38.0 €/MWh al final del año, cifra que en media es prácticamente igual a la del año 2009.

Con referencia a la evolución de otras commodities, el Brent ha pasado a cotizar a 86.46 \$/bbl, en el cuarto trimestre de 2010. El API 2, principal indicador del costo del carbón en Europa, aumenta a 108.64 \$/t en el cuarto trimestre de 2010, mientras que la cotización de los derechos de CO2 (EUAs en Bluenext) se sitúa en 14.74 €/t (vencimiento en el año en curso).

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 38,338 GWh durante 2010, un 33.5% superior a la de 2009. Teniendo en cuenta valores homogéneos de 2009, supondría un aumento del 1.4%. De esa cifra, 35,809 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario, con un aumento del 34.1%, siendo en términos homogéneos un aumento del 0.7%. La generación en Régimen Especial, que ha alcanzado la cifra de 2,529 GWh, presenta un incremento del 24.3% (12.1% en términos homogéneos), y una reducción del 1.6% en la potencia instalada, que en términos homogéneos supone un incremento del 2.0%.

La producción hidráulica realizada en el año alcanza 4,752 GWh, con un incremento del 157.0%, que considerando cifras homogéneas ascendería al 40.3%, como consecuencia de las características hidrológicas del comienzo de año. El año que comenzó húmedo en el primer semestre, y que en el tercer trimestre pasó a ser medio desde el punto de vista hidrológico, finaliza como medio, con un 38.0% de PSS (probabilidad de que el producible registrado sea superado, conforme a la serie histórica del producible medio). El nivel de reservas de energía en las cuencas de Gas Natural Fenosa se sitúa en el 49% de llenado.

La producción nuclear aumenta en el conjunto del año un 48.7%, que en términos homogéneos supone un incremento del 7.9% por el efecto del desplazamiento de las paradas programadas.

El grueso de las centrales térmicas de carbón y de fuelóleo finaliza el 2010 con un aumento de la producción con carbón del 4.2% y un aumento de la producción con fuel del 700%, poco significativo dado su escasa aportación al total.

La generación de electricidad con ciclos combinados durante 2010 asciende a 25,928 GWh, un 22.3% superior respecto al año anterior, pero en términos homogéneos supone una disminución del 1,0%, frente a la disminución nacional del 17.3%. Este hecho pone en valor la ventaja operativa de los ciclos combinados de Gas Natural Fenosa.

En el último trimestre de 2010 entraron en explotación comercial los dos grupos de ciclo combinado de Puerto de Barcelona, con una potencia bruta de 412.6 MW el grupo 1 y 426.1 MW el grupo 2 que unido a la entrada en operación del ciclo combinado de Málaga de 409 MW en julio de 2010 hacen que la potencia instalada en Régimen Ordinario en Gas Natural Fenosa sea de 13,679 MW, un 10.0% más que en 2009.

La cuota de mercado acumulada a 31 de diciembre de 2010 de Gas Natural Fenosa en generación de electricidad en Régimen Ordinario se sitúa en el 20.2%, ligeramente por encima de la del año pasado.

En comercialización de electricidad, incluyendo la comercialización en mercado liberalizado y la comercialización de último recurso (TUR), las ventas presentan un aumento del 52.9% en el año, que en términos homogéneos supone un descenso del 1.5% respecto a las del año anterior.

En 2010 las emisiones totales de CO2 de las centrales térmicas y ciclo combinado afectadas por la normativa que regula el régimen del comercio de emisiones de gases de efecto invernadero han sido de 9.8 millones de toneladas de CO2. Gas Natural Fenosa ha realizado las adquisiciones de derechos de emisión necesarias para cubrir el déficit de derechos a través de su participación tanto en el mercado secundario como en proyectos primarios y fondos de carbono, realizando una gestión integral de su cartera de cobertura de derechos de emisión de CO2 para el período 2008-2012 y post Kyoto.

En la actividad de trading en el mercado Ibérico de electricidad se han negociado a lo largo de 2010 más de 15,000 GWh.

En los mercados eléctricos francés y alemán, la actividad asociada a trading de energía durante 2010 se ha desarrollado a través de distintos mecanismos de mercado, como son la originación a través de la participación en subastas Virtual Power Plants (VPP), la venta de energía en subastas de pérdidas para los distribuidores en Francia o la compraventa en los mercados organizados y OTC, gestionando en total un volumen superior a 3,000 GWh.

A través de las interconexiones eléctricas España-Francia y Alemania-Francia, se ha optimizado y diversificado la posición eléctrica de Gas Natural Fenosa, participando en los mercados organizados de dichos países y contratando capacidad de intercambio en subastas a corto y medio plazo, negociando un volumen de 300 GWh en 2010.

Electricidad Latinoamérica

Este negocio agrupa los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana.

Actualmente, los activos en operación en México son la central de Hermosillo de 270 MW y la central de Naco Nogales de 300 MW en el estado de Sonora; la Central de Tuxpan III y IV de 1,000 MW en el estado de Veracruz; y la central de Saltillo, de 248 MW, situada en el estado de Coahuila; y la Central de Norte Durango de 450 MW en el estado de Durango también al noroeste del país.

El 24 de diciembre de 2009 Gas Natural Fenosa alcanzó un acuerdo con Mitsui & Co. y Tokio Gas Co. para la desinversión de parte de su negocio de generación de electricidad en México. Esta operación se encuentra dentro del marco del plan de

desinversiones que permite alcanzar una exposición más equilibrada en el mercado mexicano. La operación se completó el 3 de junio de 2010.

Las plantas enajenadas son la Central Anahuac, Central Lomas del Real, Central de Valle Hermoso, Electricidad Águila de Altamira, Central de Saltillo, Gasoducto del Río, así como la Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, esto supone una desinversión de 2,233 MW de capacidad instalada.

Con fecha 17 de octubre de 2009 Gas Natural Fenosa suscribió con Colener, Inversiones Argos y Banca de Inversión Bancolombia Corporación Financiera, un preacuerdo bursátil encaminado a la venta de la participación indirecta en la sociedad colombiana Empresa de Energía de Pacífico (EPSA). El 9 de diciembre de 2009 la Bolsa de Valores de Colombia efectuó la adjudicación de las acciones completándose la operación. Esta desinversión supone 950 MW de potencia instalada.

El EBITDA del período alcanza los 263 millones de euros, un 8.7% superior al del año anterior, debido a la incorporación de México, República Dominicana y Panamá de sólo 8 meses de 2009 (mayo a diciembre). Descartando en 2009 la venta de los negocios enajenados de Colombia y México, el EBITDA aumenta un 20.1%, debido principalmente a la entrada en operación comercial de la central de Norte Durango, así como el buen rendimiento técnico del resto de centrales del área. Sin considerar el efecto por tipo de cambio, el EBITDA crece un 19.0%.

Panamá aporta un mayor EBITDA, en un 61.7% superior al del año anterior, debido a la producción de las centrales térmicas despachadas por el operador con el fin de gestionar el agua de los embalses del país.

El EBITDA de las centrales de Puerto Rico y República Dominicana tiene un crecimiento de un 9.5% y un 24.9% respectivamente debido a los mayores precios de venta y al mayor despacho contratado.

La energía generada en el año ha sido de 19,147 GWh, con un factor de carga del 75.4% y una disponibilidad de 92.9%.

Electricidad resto (Kenia)

Incluye la generación de electricidad en Kenia.

La entrada en operación comercial en el tercer trimestre de 2009 de 52 MW, correspondientes a siete motores de fuelóleo en Kenia, ha incrementado notablemente la producción de electricidad.

El EBITDA, alcanza los 15 millones de euros en el año 2010, con un crecimiento de 11 millones de euros respecto al mismo período del año anterior. Considerando el ejercicio 2009 completo, el incremento del EBITDA alcanzaría los 9 millones de euros⁽¹⁾, como consecuencia del incremento de capacidad ya comentado y del alto nivel de disponibilidad durante este período (91.4%) como indicador determinante de los ingresos por capacidad.

En el presente año, la producción con fuel en Kenia se ha incrementado un 82.2% respecto al período de mayo a diciembre del año anterior, alcanzando los 645 GWh. Este incremento se reduciría a un 36.9% si consideráramos el ejercicio completo anterior. Este aumento se debe a la ampliación de la capacidad de la planta en el tercer trimestre de 2009, en el que entraron en operación comercial 52 MW adicionales. No obstante, la producción se ha visto afectada negativamente por las fuertes lluvias en el país durante los primeros meses del año, hecho que provoca que haya altos índices de producción hidráulica.

Gas

Infraestructuras

Este negocio incluye el desarrollo de los proyectos integrados de GNL, la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, la gestión del transporte marítimo y la operación del gasoducto del Magreb-Europa.

El importe neto de la cifra de negocios de la actividad de infraestructuras alcanza los 264 millones de euros, con un descenso del 4.3%.

⁽¹⁾ Para facilitar una mejor comparación entre los años 2009 y 2010 se homogeneiza la información considerando la integración de Unión Fenosa desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2009.

El EBITDA de 2010 alcanza los 191 millones de euros, un 5.5% superior al del año anterior. Este aumento se debe principalmente a que los mayores ingresos de transporte internacional y la contención de gastos se compensan parcialmente con un menor margen en la actividad de transporte marítimo motivado por un mayor nivel de ocupación de la flota destinada a tráfico propio, lo que implica un menor nivel de subfletamento.

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz ha representado un volumen total de 109,792 GWh, cifra similar a la del mismo período del año anterior. De esta cifra, 80,740 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 29,052 GWh para Portugal y Marruecos.

Por otro lado, y en relación a las actividades de exploración y producción de gas, en el proyecto de Tánger-Larache (Marruecos), donde Gas Natural Fenosa participa con un 24%, se ha realizado la adquisición de una campaña sísmica durante el segundo trimestre de 2010, se ha efectuado su procesado y posterior análisis como paso previo a las actuaciones de perforación previstas para el año 2011.

En lo que respecta al proyecto integrado que Gas Natural Fenosa está llevando a cabo en Angola, donde participa conjuntamente con Repsol con un 20%, han proseguido las tareas de perforación del sondeo de Garoupa II así como diversos estudios de Geología y Geofísica en la zona de Garoupa.

Por otro lado, se ha continuado con la información pública, contestación de alegaciones y preparación de estudios de impacto ambiental de los cinco proyectos que conforman las actuaciones de exploración, producción y almacenamiento que Gas Natural Fenosa tiene previsto realizar en los próximos años en el área del Valle del Guadalquivir. El 30 de septiembre de 2010 se obtuvo la Declaración de Impacto Medioambiental en el primero de los cinco proyectos. Posteriormente, el 15 de noviembre de 2010 la Junta de Andalucía emitió la Autorización Ambiental Unificada para dicho proyecto, paso previo a la aprobación del mismo por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio.

Los proyectos de Gas Natural Fenosa de desarrollo de dos terminales de regasificación en Italia (Trieste - Zaule y Taranto) continúan avanzando en la tramitación y aprobación de los diferentes permisos necesarios. El proyecto de la terminal de Trieste - Zaule obtuvo en enero de 2009 el Dictamen positivo del Ministerio de Bienes y Actividades Culturales (MiBAC) y, en julio de 2009, el Decreto de Aprobación Medioambiental que culmina el proceso de autorizaciones a nivel nacional. En el caso del proyecto de Taranto, continúa el proceso de autorizaciones de acuerdo a lo establecido en la normativa italiana. Se espera finalizar el proceso de permitting de Trieste y obtener a lo largo de 2011 la Autorización Única para la construcción de la planta.

Ambos proyectos son on-shore, están ubicados en la zona portuaria de los municipios, tienen una capacidad de regasificación prevista de 8 bcm/año y representan unas inversiones de alrededor de 500 millones de euros por terminal. El desarrollo de estas infraestructuras contribuirá a la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de gas natural del país y a dar continuidad al suministro de esta energía, uno de los objetivos de la política energética del gobierno de Italia.

Aprovisionamiento y Comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas (mayorista y minorista) tanto en España como en el exterior y la comercialización de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista en España, y la comercialización de gas a tarifa de último recurso en España.

Se incluyen en el ejercicio 2010 el efecto neto de diversas partidas no recurrentes por importe de 305 millones de euros, entre las que destaca, entre otras, la provisión adicional a la ya realizada hasta la fecha por los riesgos derivados del contencioso con Sonatrach.

El importe neto de la cifra de negocios alcanza los 7,678 millones de euros, lo que supone un incremento del 12.0% respecto al del año anterior. El EBITDA de 2010 registra unos resultados de 57 millones de euros, con una disminución del 85.6% respecto al del año anterior, debido fundamentalmente a las partidas no recurrentes comentadas y a un diferente mix de mercados de venta en el año, condicionados en el ámbito de la comercialización minorista por el ajuste de nivel de precios aportado por la tarifa de último recurso.

Adicionalmente se ve afectado por las desinversiones realizadas en diciembre de 2009 en la Comunidad Autónoma de Cantabria (Gas Natural Cantabria, S.A.) y en la Región de Murcia (Gas Natural Murcia SDG), así como por las ventas realizadas, en abril de 2010, de diferentes activos de comercialización de gas natural en la Comunidad Autónoma de Madrid.

La diversificación de la cartera de commodities así como la gestión conjunta del riesgo de commodity y dólar han contribuido a mitigar el descenso en el EBITDA en un contexto de significativa volatilidad en los mercados energéticos y de divisa.

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español alcanza los 184,744 GWh con un aumento del 1.3% respecto a la del año anterior, fundamentalmente por un mayor consumo de gas para clientes residenciales e industriales mientras que las ventas para generación de electricidad en ciclos combinados se mantienen. Por otro lado el aprovisionamiento a terceros en el mercado español alcanza los 66,141 GWh, con un aumento del 27.4%.

Con objeto de garantizar sus exportaciones de gas con origen en España y destino Portugal, Gas Natural Fenosa emplea las entradas de los gasoductos Campomaioir (sureste) y Valença do Minho (norte).

Gas Natural Europe (filial francesa de comercialización) ya cuenta con sus primeros clientes en Bélgica y Luxemburgo, que representan una cartera contratada de más de 200 millones de kWh al año para el año 2011. La compañía, que recientemente ha abierto sus dos primeras sucursales en Bélgica y Luxemburgo con el objetivo de lanzar las actividades de comercialización de gas en Europa está estudiando también entrar a medio plazo en otros mercados centroeuropeos basando sus servicios en una relación de asesoramiento energético personalizado y a la ventaja de contar con un suministro energético diversificado y seguro.

Igualmente, la filial francesa, que comercializa gas natural en el mercado francés desde el año 2005, donde actualmente cuenta con 211 clientes de diversos ámbitos, que van desde empresas del sector industrial (químicas, papeleras, etc.) hasta autoridades locales y del sector público ha abierto una oficina comercial en Toulouse con el ánimo de aumentar y expandir el negocio en el sur de Francia.

Asimismo, desde la sede de París Gas Natural Fenosa coordina la reactivación de la actividad mayorista de gas en Italia, donde la empresa ha conseguido sumar nuevos clientes. La cartera contratada en el mercado Italiano es de 2,200 GWh al año y también suministra energía a los clientes residenciales en la actividad minorista de la filial Gas Natural Vendita.

En el marco de su desarrollo europeo, Gas Natural Fenosa ha sido la primera empresa española que entra a formar parte del hub gasista belga de Zeebrugge y que, por lo tanto, tiene capacidad para operar en ese país, teniendo la posibilidad de realizar operaciones de compra y venta de gas en el mercado mayorista belga, así como comercializar gas en el mercado industrial, tal y como ahora acaba de iniciar.

Gas Natural Fenosa continúa impulsando el desarrollo en España de alternativas energéticas en el transporte vehicular, tanto en el sector público como privado. Gas Natural Fenosa es experta en el uso del gas natural para vehículos (GNV), línea de negocio que ya tiene desarrollada en países de Latinoamérica e Italia, donde el uso del gas natural para automoción está muy arraigado.

Gas Natural Fenosa ofrece la gestión completa del proyecto de construcción de la estación de carga (inversión económica y posterior mantenimiento y gestión) y el suministro de gas natural ya comprimido, asegurando de esta forma la máxima disponibilidad de las instalaciones. Gas Natural Fenosa tiene instaladas 17 estaciones de suministro, cerrando el año con un consumo total de 299 GWh, además de contar con 5 clientes pendientes de puesta en marcha que supondrán un incremento en el consumo potencial del 69 GWh/año.

En el año 2010 se han conseguido importantes avances en el plan de expansión en el mercado del gas natural vehicular en España, destacando la puesta en marcha de la nueva estación para la flota de, aproximadamente, 400 autobuses de la Empresa Municipal de Transportes de Madrid (EMT) en el centro de operaciones de Sanchinarro (Madrid). Esta instalación es la más grande de Europa de suministro de gas natural vehicular, tanto por el volumen de flota como por la capacidad de compresión. Además, se calcula que su utilización supondrá una reducción anual de emisiones de 54 toneladas de óxidos de nitrógeno y de casi 4 toneladas de partículas, lo que contribuirá a atenuar el problema de la calidad del aire en la ciudad de la Madrid.

Asimismo, Gas Natural Fenosa está trabajando en el desarrollo de actuaciones que fomenten la eficiencia energética y el uso racional de la energía en el ámbito de la movilidad. En este sentido, el pasado mes de noviembre de 2010 Gas Natural Fenosa firmó un convenio con la empresa Carrocera Castrosua para colaborar en proyectos de I+D con el objetivo de desarrollar vehículos híbridos con gas natural comprimido (GNC) y vehículos eléctricos. Otra línea de trabajo de Gas Natural Fenosa es el desarrollo de motores que permitan la utilización de GNL en vehículos de recorridos interurbanos de larga duración.

En el ámbito de la eficiencia energética en los mercados residencial, terciario e industrial, Gas Natural Fenosa ha seguido desarrollando proyectos, participando activamente en la promoción de la eficiencia y el ahorro energético. En este sentido ha firmado convenios con federaciones y asociaciones de restaurantes, servicios y comercio en Tenerife, Las Palmas de Gran Canaria y Málaga con el objetivo de crear un marco de cooperación para el desarrollo de actuaciones en materia de eficiencia energética, como principio básico de gestión de la energía entre sus asociados.

En el año 2010 Gas Natural Fenosa lanzó una nueva modalidad de servicios de alcance nacional, ServiElectric, un servicio correctivo de mantenimiento eléctrico al objeto de incrementar el porfolio de servicios de valor añadido para la cartera de clientes. El servicio es pionero en cuanto a coberturas y nivel de prestaciones y ha tenido una buena aceptación entre los clientes alcanzando en 2010 los 22,000 contratos.

Gas Natural Fenosa continúa apostando por la incorporación de funcionalidades y de usuarios en la oficina virtual alcanzando, durante el año 2010, 3.5 millones de transacciones por este canal y un total de 740,000 clientes registrados en la oficina virtual.

También en 2010 Gas Natural Fenosa ha iniciado la comercialización de todos sus productos y servicios en todas las zonas del territorio nacional y ha incrementado la actividad de recuperación en el mercado residencial triplicando el número de clientes que han vuelto a Gas Natural Fenosa respecto al 2009.

Por último, Gas Natural Fenosa ha llegado a la cifra de 1,520,758 contratos de mantenimiento de instalaciones y aparatos de gas para los clientes domésticos (en mayo de 2010 se realizó la desinversión de 144,207 contratos correspondientes a municipios de Madrid), desarrollando una plataforma propia de operaciones con 149 empresas asociadas y conectadas mediante un sistema de movilidad online, que ha permitido incrementar las prestaciones y calidad de este servicio, llegando a ser el servicio de la compañía mejor valorado por nuestros clientes.

UF Gas

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas realizadas por UF Gas e incluye las infraestructuras de licuefacción en Damietta (Egipto), de regasificación de Sagunto y la gestión de la flota de buques.

UF Gas está participada al 50% por Gas Natural Fenosa y se incorpora a los resultados consolidados del Grupo por integración proporcional.

El EBITDA acumulado para el año 2010 registra unos resultados de 224 millones de euros, con un aumento del 83.6% respecto al año anterior debido a la incorporación en 2009 sólo del período de mayo a diciembre. En términos homogéneos supone un aumento del 4.7%⁽¹⁾, gracias al impulso económico registrado en la segunda mitad del año. Esta ventaja del segundo semestre ha sido posible por el incremento de los volúmenes de venta en el mercado español, situando finalmente las ventas de gas un 14% por encima de los valores del ejercicio anterior, y por un escenario energético favorable, gracias a los elevados valores alcanzados tanto por el Brent como en el pool y en el carbón.

El gas suministrado en el año 2010 ha aumentado un 70.8% y alcanza un volumen de 59,518 GWh. En términos homogéneos supone un incremento del 14%, respecto al mismo período del año anterior. Las ventas a clientes industriales y a ciclos combinados han aumentado un 18.9% y un 12.6%, respectivamente, mientras que las ventas a las comercializadoras disminuyeron un 1.8%.

Adicionalmente, se ha gestionado una energía de 27,774 GWh en operaciones de ventas internacionales.

El gas adquirido en los contratos a largo plazo con Egipto y Omán ha cubierto, en el período, la mayor parte de las necesidades de gas en el mercado español, siendo necesario adquirir el 25.7% del gas total en otros orígenes.

Las infraestructuras principales del negocio de gas (licuefacción, transporte marítimo y regasificación) han mantenido sus parámetros operativos normales de disponibilidad y eficiencia en línea con el mismo período del año anterior.

⁽¹⁾ Para facilitar una mejor comparación entre los años 2009 y 2010 se homogeneiza este dato considerando la integración de Unión Fenosa desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2009.

La planta de licuefacción de Damietta (Egipto) concluyó a finales de julio de 2010 los trabajos relacionados con la primera gran parada de mantenimiento (Major Inspection) conforme a la planificación prevista, y restableció su disponibilidad y eficiencia desde principios de agosto de 2010.

El número de barcos cargados ha sido de 39, de los cuales 23 correspondieron a UF Gas y el resto a otros operadores.

La planta de regasificación de Sagunto produjo 56,092 GWh, que corresponden a la descarga de 76 barcos, 31 de los cuales fueron para UF Gas (28,930 GWh, un 51.6% del total).

En mayo de 2010 la planta de regasificación de Sagunto ha culminado con éxito el izado de la cúpula del cuarto tanque de almacenamiento de GNL. La puesta en marcha de este nuevo tanque está prevista para el primer trimestre de 2012 y permitirá añadir una capacidad de 150,000 m³.

Sagunto recibió el 6 de septiembre de 2010, por primera vez desde su entrada en operación comercial en 2006, la llegada de un metanero de clase Q-Max, uno de los más grandes del mundo. El buque de nacionalidad y procedencia qatarí ha descargado en Sagunto casi la totalidad de su capacidad de GNL. El buque Al Dafna tiene una capacidad para transportar 266,000 m³ de GNL. Los Q-Max pueden transportar un 80% más de carga respecto a los metaneros convencionales y consumen un 40% menos de energía.

Esta operación supone la mayor descarga de GNL que se ha realizado en España hasta el momento. Sagunto dispone de un muelle de atraque preparado para recibir metaneros de clase Q-Max, aunque hasta el momento no había recibido ninguno.

Legislación en España

Regulación en el sector del gas

Principales características del sector del gas natural en España

El sector gasista español está regulado por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, reformada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, y por su normativa de desarrollo, entre la que destaca por su importancia el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre y el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio es el competente para la regulación de los sectores de gas y electricidad, mientras que la CNE es la autoridad regulatoria que tiene encomendadas las tareas de mantener y asegurar la competencia efectiva y el funcionamiento transparente de los sectores energéticos españoles. Las Consejerías correspondientes de las Comunidades Autónomas tienen competencias, tanto de desarrollo normativo, como de ejecución de la normativa.

Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. En este sentido, hay que tener en cuenta que la Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

A grandes rasgos, el sector gasista español tiene las siguientes características principales:

- Es un sector en el que conviven actividades reguladas y no reguladas, siendo las actividades reguladas el transporte (incluyendo la regasificación, el almacenamiento y el transporte en sentido estricto) y la distribución de gas natural, y las actividades no reguladas la producción, el aprovisionamiento y el suministro de gas natural realizado por las comercializadoras.
- El sector del gas natural es casi totalmente dependiente de los suministros exteriores de gas natural, que suponen casi el 99,9% del gas natural suministrado en España.
- Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria (Directivas 2003/55/CE, de 26 de junio, y 98/30/CE, de 22 de junio), el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. El procedimiento liberalizador del sector se ha visto reforzado de forma sustancial con la desaparición desde el 1 de julio de 2008 del suministro regulado a tarifa por las empresas distribuidoras y la consiguiente obligación de

todos los consumidores de participar en el mercado liberalizado (aunque como se indica más adelante se ha mantenido una tarifa de último recurso para los consumidores de menor volumen).

La regulación de las actividades de gas natural en España

Las actividades del sector del gas natural se clasifican en (i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural, y (ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural.

Actividades Reguladas

Las actividades reguladas se caracterizan por:

- *Necesidad de autorización administrativa previa:* La realización de las actividades reguladas requiere una autorización administrativa previa de carácter reglado, para cuya obtención el solicitante básicamente tiene que demostrar su capacidad legal, técnica y económica para el ejercicio de dicha actividad. Dicha autorización concede un monopolio legal para un determinado territorio.
- *Remuneración establecida normativamente:* Las directrices generales por las que se establece la remuneración de estas actividades se regulan en el Real Decreto 949/2001, mientras que la remuneración concreta a percibir se actualiza anualmente por medio de Orden ministerial.

Así, el marco económico de estas actividades persigue incentivar el desarrollo de las redes y permitir a las empresas que las realizan recuperar los recursos invertidos, tanto las inversiones realizadas, como los costos de operación.

El marco regulatorio del sector del gas natural en España regula un procedimiento de liquidaciones para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida neta de los costos de adquisición de gas y otros costos, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

- *Sometimiento a obligaciones específicas:* El ejercicio de las actividades reguladas está sometido a obligaciones específicas para permitir asegurar el desarrollo de la competencia en la fase de comercialización. Las dos obligaciones principales en este sentido consisten en permitir el acceso de terceros a las redes de transporte (incluyendo regasificación y almacenamiento) y distribución y la obligación de mantener separadas las actividades reguladas y las no reguladas.

El Real Decreto 949/2001 regula el acceso de los terceros a la red, determinando los sujetos con derecho de acceso, cómo realizar la solicitud, los plazos de la misma, las causas de denegación de acceso, así como los derechos y obligaciones de cada uno de los sujetos relacionados con dicho sistema. Los titulares de las redes de transporte y distribución tienen derecho a percibir unos peajes y cánones como compensación por dicho acceso, que se actualizan anualmente por Orden ministerial.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no sólo una separación contable - con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica - por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Transporte

La actividad de transporte comprende la regasificación, el almacenamiento y el transporte del gas en sentido estricto a través de la red de transporte básica de gas de alta presión:

- *Regasificación:* El gas natural es importado a España vía gasoducto (en forma gaseosa) y vía buques metaneros (en forma líquida, referido como gas natural licuado). La regasificación es la actividad que comprende la conversión del gas natural en estado líquido, almacenado en tanques criogénicos generalmente de las plantas de regasificación, al estado gaseoso y su introducción dentro de la red nacional de gasoductos.

- *Transporte*: una vez el gas natural es importado o producido y si es necesario, regasificado, se inyecta en forma gaseosa en la red de transporte de alta presión. La red de transporte atraviesa la mayoría de las regiones españolas y traslada el gas natural a los grandes consumidores, como las plantas de producción de electricidad y clientes industriales y los distribuidores locales.

La red de transporte es propiedad principalmente de Enagás, S.A., aunque otras empresas, entre ellas diversas participadas de Gas Natural Fenosa, tienen una pequeña proporción de la misma.

- *Almacenamiento*: las instalaciones de almacenamiento están compuestas fundamentalmente por depósitos subterráneos, necesarios para asegurar que hay un suministro constante de gas natural que no se ve afectado por los cambios estacionales y otros picos en la demanda. Estas instalaciones sirven también para cumplir con la obligación establecida en el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, de mantener unas existencias mínimas de seguridad. Parte de las instalaciones de almacenamiento subterráneo están exentas de la obligación de permitir el acceso a terceros.

Distribución

El gas natural es transportado de la red de transporte de alta presión al consumidor final a través de la red de distribución de media y baja presión.

Hasta el 1 de julio de 2008 el distribuidor tenía la obligación de suministrar el gas a los consumidores que se acogiesen a la tarifa regulada, por lo que también se encontraba dentro de los mercados de suministro minorista. No obstante, desde esta fecha la actividad de las distribuidoras está restringida a la gestión de las redes de distribución, siendo, en su caso, las comercializadoras de cada grupo las encargadas del suministro de último recurso, que se menciona en el apartado 2.2.

De conformidad con el Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, el ejercicio de la actividad de distribución se basa en un régimen de autorizaciones administrativas que conceden la exclusividad al distribuidor sobre su zona. Además, con la entrada en vigor de la Ley 12/2007 al distribuidor de una zona se le otorga preferencia para obtener las autorizaciones de las zonas limítrofes a la suya.

La Orden Ministerial ITC/3354/2010, de 28 de diciembre ha establecido la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para 2011. En concreto, la retribución inicial reconocida a Gas Natural Fenosa para el ejercicio 2011 asciende a 1.098 millones de euros para las actividades de distribución y 31 millones de euros para las actividades de transporte.

Actividades no reguladas

Aprovisionamiento (importación de gas natural)

Considerando la escasa relevancia de la producción de gas natural en nuestro país, esta sección se va a centrar en el aprovisionamiento internacional del gas natural.

El aprovisionamiento de gas natural en España se realiza en su mayoría mediante operadores de gas como Gas Natural Fenosa a través de contratos a largo plazo con productores de gas. Dicho aprovisionamiento, aunque es una actividad no regulada, está sometida a dos tipos de limitaciones, cuyo objetivo consiste básicamente en asegurar la diversificación del suministro y la introducción de competencia en el mercado: (1) ningún país puede ser el origen de más del 60% del gas introducido en España, y (2) desde el 1 de enero de 2003 ningún sujeto o grupo empresarial podrá aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70% del consumo nacional, excluidos los autoconsumos.

Comercialización

Desde el 1 de julio de 2008, de conformidad con la Ley 12/2007 y su normativa de desarrollo, entre las que destacan el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, y la Orden 2309/2007 de 30 de julio, el gas natural ha pasado a ser suministrado exclusivamente por los comercializadores, ha desaparecido el suministro a tarifa, que hasta entonces era realizado por las empresas distribuidoras, y se reconoce el derecho de los consumidores conectados a menos de 4 bar que no superan un determinado umbral de consumo (3 GWh, que se reducen a 2 GWh en julio 2009 y a 1 GWh en julio 2010) a ser suministrados a un precio máximo que se denomina tarifa de último recurso.

Para facilitar el cambio de comercializador, la Ley 12/2007 ordenó la creación de la oficina de cambios de suministrador - "Oficina de Cambios de Suministrador, S.A. (OCSUM)"- que está participada por los principales operadores gasistas y eléctricos.

Mediante sucesivas Órdenes ministeriales se han regulado los criterios para el establecimiento de la tarifa de suministro de último recurso, su funcionamiento y la fijación de su importe concreto. De acuerdo con la legislación, para el cálculo de dicha tarifa, que se actualizará trimestralmente, se deberán tener en cuenta de forma aditiva el costo de la materia prima, los peajes de acceso que correspondan, los costos de comercialización y los costos derivados de la seguridad de suministro.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictó la Orden ITC/1506/2010 de 8 de junio, que modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, estableciendo que las revisiones de la tarifa de último recurso de gas natural se realizarán mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. Los términos fijos y variables de las tarifas se actualizarán en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o en los coeficientes de mermas en vigor. El término variable se actualizará con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el costo de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2%.

Regulación en el sector eléctrico

Principales características del sector eléctrico en España

La regulación del sector eléctrico en España tiene como marco de referencia la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que ha sido reformada por la Ley 17/2007, de 4 de julio y por su prolija normativa de desarrollo, entre la que destaca el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro así como las autorizaciones administrativas, el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, que regula el mercado de producción y el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que regula el régimen especial.

El Ministerio de Industria, Comercio y Turismo es el competente para la regulación de los sectores de gas y electricidad, mientras que la Comisión Nacional de Energía (CNE) es la autoridad regulatoria que tiene encomendadas las tareas de mantener y asegurar la competencia efectiva y el funcionamiento transparente de los sectores energéticos españoles. Las Consejerías correspondientes de las Comunidades Autónomas tienen competencias, tanto de desarrollo normativo, como de ejecución de la normativa. El Consejo de Seguridad Nuclear ejerce competencias específicas sobre las instalaciones que emplean dicha tecnología.

Asimismo, el Operador Técnico del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE), tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. En este sentido, hay que tener en cuenta que la Ley 17/2007 limita con carácter general la participación en REE a un máximo del 3% del capital social o los derechos de voto y al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades en el sector eléctrico. Además, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector eléctrico no puede superar el 40%.

El sector eléctrico tiene las siguientes características principales:

- Es un sector en el que conviven actividades reguladas y no reguladas, siendo las actividades reguladas el transporte y la distribución de electricidad; y las actividades no reguladas la generación y la comercialización de electricidad.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria (Directivas 2003/54/CE, de 26 de junio, y 96/92/CE, de 22 de junio), todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de electricidad desde el 1 de enero de 2003. De conformidad con la Ley 17/2007 y, a semejanza del sector gasista, desde el 1 de enero de 2009 debía desaparecer el suministro a tarifa por las empresas distribuidoras y el conjunto de los consumidores debería haberse visto obligado a participar en el mercado liberalizado (aunque como se indica más adelante se ha mantenido una tarifa de último recurso para los consumidores de menor volumen). Sin embargo, dicha reforma se vio retrasada hasta el 1 de julio de 2009.

- La electricidad consumida en España se produce mayoritariamente en el territorio nacional, ya que las interconexiones internacionales con Francia y Portugal tienen capacidad reducida.

- Desde el 1 de julio de 2007 ha entrado en funcionamiento el Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL) entre España y Portugal de forma efectiva, que ha supuesto la integración de los sistemas eléctricos de ambos países (aunque dicha integración todavía no es perfecta).
- El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas.

La regulación de las actividades del sector eléctrico en España

Las actividades del sector eléctrico, se clasifican entre: (i) actividades reguladas: transporte y la distribución de electricidad; y (ii) actividades no reguladas: la generación y la comercialización de electricidad.

Actividades Reguladas

Las actividades reguladas se caracterizan por el hecho de que el acceso a las mismas está sometido a autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y su ejercicio está sometido a una serie de obligaciones específicas:

- *Necesidad de autorización administrativa previa:* La realización de las actividades reguladas requiere una autorización administrativa previa de carácter reglado, para cuya obtención el solicitante básicamente tiene que demostrar su capacidad legal, técnica y económica para el ejercicio de dicha actividad. Dicha autorización concede un monopolio legal para un determinado territorio.
- *Remuneración establecida normativamente:* Las directrices generales por las que se establece la remuneración de estas actividades se regulan por el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, para el transporte, y por el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, para la distribución, y pretenden asegurar una adecuada remuneración del ejercicio de dichas actividades y el desarrollo de las redes. La remuneración a percibir por el desempeño de estas actividades se actualiza anualmente por medio de Orden ministerial.

El marco regulatorio del sector eléctrico en España regula un procedimiento de liquidaciones para la redistribución entre las empresas del sector de la facturación obtenida neta de los costos de adquisición de electricidad y otros costos, de forma que cada empresa perciba la retribución que le ha sido reconocida por sus actividades reguladas.

- *Sometimiento a obligaciones específicas:* El ejercicio de las actividades reguladas está sometido a obligaciones específicas para permitir asegurar el desarrollo de la competencia en la fase de comercialización. Las dos obligaciones principales en este sentido consisten en permitir el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución y la obligación de mantener separadas las actividades reguladas y las no reguladas.

El Real Decreto 1955/2000 regula el acceso de los terceros a la red, determinando los sujetos con derecho de acceso, cómo realizar la solicitud, los plazos de la misma, las causas de denegación de acceso, así como los derechos y obligaciones de cada uno de los sujetos relacionados con dicho sistema. Los titulares de las redes de transporte y distribución tienen derecho a percibir unos peajes como compensación por dicho acceso, que se actualizan anualmente por orden ministerial.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no sólo una separación contable -con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas y peajes- y jurídica -por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Transporte

El transporte de electricidad une los centros de producción con las redes de distribución y los clientes finales específicos. La red de transporte es propiedad principalmente de REE, aunque la sociedad de Gas Natural Fenosa, Unión Fenosa Distribución, S.A., tiene una pequeña proporción de la red de transporte secundario.

La retribución de la actividad de transporte se establece reglamentariamente, fijando una cuantía para cada sujeto que tiene en cuenta los costos acreditados de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones de cada empresa, más un incentivo a su disponibilidad.

Distribución

La distribución de energía eléctrica comprende todas aquellas actividades que tienen la función de hacer llegar la energía desde la red de transporte de alta tensión hasta los consumidores finales. Hasta el 1 de julio de 2009 los distribuidores eran a la vez titulares de las instalaciones de distribución, gestores de la red de distribución y suministradores a tarifa de consumidores finales.

Sin embargo, a partir del 1 de julio de 2009 la actividad de las distribuidoras ha quedado restringida a la titularidad y gestión de las redes de distribución, siendo, en su caso, las comercializadoras de cada grupo las encargadas del suministro de último recurso.

La Orden Ministerial ITC/3353/2010, de 28 de diciembre ha establecido la retribución de las actividades reguladas del sector eléctrico para 2011. En concreto, la retribución inicial reconocida a Gas Natural Fenosa para el ejercicio 2011 asciende a 837 millones de euros para las actividades de distribución y 51 millones de euros para las actividades de transporte.

Actividades no reguladas

Generación de electricidad

La actividad de generación de energía eléctrica comprende la producción de generación de energía eléctrica en régimen ordinario y la actividad de generación de energía eléctrica en régimen especial. El régimen especial trata de incentivar la generación eléctrica a partir de la cogeneración y de las fuentes renovables a través del ofrecimiento de una remuneración más atractiva.

El régimen especial está reservado para las plantas de hasta 50 MW de potencia instalada que utilizan energías renovables como fuente de energía, residuos y la cogeneración. En régimen ordinario producen el resto de plantas de generación de energía eléctrica, esto es, aquéllas que tienen una potencia superior a 50 MW y/o utilizan una fuente primaria distinta de las anteriores como energía nuclear o carbón.

La retribución de la actividad de generación en régimen ordinario se realiza con base en los precios del mercado de producción eléctrica. El Real Decreto 661/2007 establece un régimen económico específico para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, que recoge unas tarifas, primas e incentivos específicos para cada tipo de tecnología (excepto para las instalaciones solares fotovoltaicas posteriores al 29 de septiembre de 2008).

La energía producida en el sistema se vende en el mercado mayorista de producción de energía eléctrica, regulado por el Real Decreto 2019/1997, bien en el mercado organizado spot o pool eléctrico o bien mediante contratos bilaterales, físicos y financieros, y la contratación a plazo.

Desde el año 2006 hasta el 1 de julio de 2009 la normativa estableció la obligación sobre generadores de minorar, de los ingresos de generación, el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados previa y gratuitamente.

El Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación del “bono social” (bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores). Este Real Decreto Ley también contempla que la financiación de los costos de gestión de residuos radiactivos y del combustible gastado en las Centrales nucleares a partir de la constitución de ENRESA como entidad pública empresarial se realizará mediante el pago de una tasa directamente proporcional a la energía generada, por parte de las empresas titulares de las centrales en explotación.

El 21 de abril se publicó en el BOE el Real Decreto 437/2010 por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico que fue establecido en el Real Decreto-ley 6/2009 y cuyos principales aspectos son los siguientes:

- Podrán cederse al Fondo de Titulización del Déficit del sistema:

- los derechos de cobro generados durante el 2006 y 2008 y no cedidos a terceros hasta 10.000 millones de euros;
 - los derechos de cobro del déficit 2009 hasta 3.500 millones de euros;
 - los derechos de cobro del déficit 2010 a 2012 reconocidos cada año en la Orden Ministerial por la que se fijan las tarifas de acceso del año siguiente, momento a partir del cual los derechos podrán ser cedidos al Fondo de Titulización. Las diferencias entre los déficits de tarifas estimados y reales se liquidarán en el ejercicio en curso.
- El Fondo deberá adquirir los derechos de cobro cuyo compromiso de cesión le haya sido comunicado por los titulares iniciales, en un plazo máximo de un año desde dicha comunicación siempre que no se produzcan supuestos excepcionales en los mercados.
 - Las tasas de interés de actualización que devengarán los importes pendientes de cobro serán:
 - derechos de cobro 2006 y 2008: Euribor a 3 meses; y
 - derechos de cobro 2009: Euribor a 3 meses más un diferencial de 0,20 puntos porcentuales.

El 2 de octubre de 2010 se publicó el Real Decreto 1221 / 2010 por el que se modifica el RD 134/2010 que creó un mecanismo de restricciones por garantía de suministro de centrales de carbón autóctono, contemplándose un precio regulado para retribuir dicha energía.

El 24 de diciembre de 2010 se publicó en el BOE el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, cuyos principales aspectos son los siguientes:

- Las empresas financiarán el bono social hasta 2013 y asumirán el costo de las políticas de ahorro y eficiencia energética en el período 2011-2013.
- Todas las empresas generadoras de electricidad, tanto del régimen ordinario como las de energías renovables y cogeneración, pagarán un peaje de 0.5 euros/MWh.
- Se limita durante tres años las horas con derecho a prima de las plantas fotovoltaicas, al igual que ha ocurrido con otros sectores como el eólico y el termosolar.
- Se modifican los límites máximos del déficit de tarifa en 2010, 2011 y 2012 para adecuarlo a las desviaciones y se mantiene en el año 2013 el punto en el que se alcanza la suficiencia tarifaria.

La comercialización de electricidad

La actividad de comercialización se basa en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

Como se ha mencionado anteriormente, desde 1 de julio de 2009 los consumidores con potencia contratada superior a 10 Kw deben ser suministrados por un comercializador en el mercado libre, mientras que los que tienen una potencia igual o inferior a 10 Kw tienen la opción de continuar consumiendo bajo un suministro de precio regulado (tarifa de último recurso).

Para facilitar el cambio de comercializador, la Ley 12/2007 ordenó la creación de la “Oficina de Cambios de Suministrador, S.A. (OCSUM)” que está participada por los principales operadores gasistas y eléctricos.

Mediante sucesivas Órdenes Ministeriales se han regulado los criterios para el establecimiento de la tarifa de suministro de último recurso. De acuerdo con la legislación, la tarifa de último recurso deberá recoger todos los costos del suministro de forma aditiva, incluyendo los costos de producción de la energía, los peajes de acceso y los costos de comercialización. El costo de producción se determina a partir de los precios de los mercados a plazo y otros costos.

Regulación Internacional

Regulación del sector del gas natural en Latinoamérica

En Brasil, Colombia y México existen marcos regulatorios y tarifarios estables que definen los procedimientos y trámites necesarios para la revisión periódica de tarifas y de márgenes de distribución. La revisión tarifaria se lleva a cabo con periodicidad quinquenal mediante la presentación ante los entes regulatorios correspondientes de los expedientes tarifarios.

En México, Pemex es el operador dominante.

En Brasil, Petrobras es el operador dominante.

En Colombia, las autoridades han determinado que las empresas transportistas no podrán realizar de manera directa ninguna actividad de producción, comercialización o distribución (y viceversa). También se limita al 25% la participación accionaria que las empresas transportistas puedan tener en las empresas de producción, comercialización o distribución de gas (y viceversa).

En Argentina, como consecuencia de la crisis de 2001, se produjo una congelación y pesificación de las tarifas. Sin embargo, desde el año 2007 el gobierno argentino está introduciendo de forma gradual un sistema estable de retribución de las distribuidoras basado en la adecuada retribución de los activos. En este contexto, el 10 de octubre de 2008 el gobierno argentino publicó un aumento tarifario de entre el 10% y el 30%, aplicable a Gas Natural BAN desde el 1 de septiembre de ese año a clientes residenciales e industriales y al gas natural vehicular.

Regulación del sector del gas natural en Italia

En Italia, la actividad de suministro de gas natural está completamente liberalizada desde el 1 de enero de 2003. Sin embargo, para los clientes residenciales (clientes que no superan un umbral de consumo de 2 Gwh al año) que no han optado por un nuevo suministrador, el precio de suministro de gas natural sigue siendo fijado por la Autorità per Energia Elettrica e il Gas (la Comisión Nacional de Energía italiana, AEEG). En cambio, para los clientes residenciales que hayan elegido un nuevo suministrador de gas natural en el mercado, la AEEG establece, sobre la base de los costos efectivos de servicio, precios de referencia que las empresas suministradoras, en el marco de las obligaciones de servicio público, tienen que incluir dentro de la propia oferta comercial.

En la Región de Sicilia, la liberalización de las actividades de suministro de gas natural ha sido implementada según modalidades y plazos distintos, habiéndose completado el 1 de enero de 2010, fecha desde la cual todos los consumidores tienen libertad de elección del suministrador.

El suministro de gas natural solamente puede ser efectuado por parte de empresas que no desempeñen ninguna otra actividad en el sector del gas natural, salvo actividades de importación, exportación, producción y venta al por mayor. Existe igualmente una separación jurídica obligatoria del operador del sistema de distribución, así como unas limitaciones en los porcentajes máximos de aprovisionamiento y de comercialización para favorecer la competencia y la entrada de nuevos operadores.

Regulación del sector de electricidad internacional

Generación

Las principales ubicaciones en las que Gas Natural Fenosa está presente como generador son México y Puerto Rico.

El sector eléctrico de México está configurado por una sociedad pública que monopoliza el sector, la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Esta sociedad está verticalmente integrada en generación, transmisión y distribución. La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992, permitió la participación de la inversión privada en el sector de la generación de energía eléctrica en México bajo la figura del productor independiente o productor externo de energía, autoabastecimiento, cogeneración, importación y exportación. Los productores independientes, entre los que se encuentran diversas sociedades participadas de Gas Natural Fenosa, venden su energía de manera exclusiva a CFE, de acuerdo con contratos de compromiso de capacidad y energía asociada de largo plazo.

El sector eléctrico de Puerto Rico está controlado por la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE o Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA)), corporación pública y agencia gubernamental. Su misión es proveer el servicio de energía eléctrica a los clientes en la forma más eficiente, económica y segura, en armonía con el medio ambiente. Actualmente, produce, transmite y distribuye prácticamente toda la electricidad que se consume en Puerto Rico y se auto-regula en materia de tarifas y estándares de calidad de servicio. Existen generadores independientes que venden su energía a PREPA, entre los que se encuentra EcoEléctrica L.P., sociedad participada por Gas Natural Fenosa.

Distribución

En los países en los que Gas Natural Fenosa está presente como distribuidor, Colombia, Guatemala, Moldavia, Nicaragua y Panamá, la actividad de distribución está regulada. Las distribuidoras tienen la función de transportar la energía desde la red de transporte a los puntos de consumo de los clientes y además la función de suministrar energía, a tarifas reguladas, a los clientes regulados, los que por su nivel de consumo no pueden elegir suministrador. En cuanto a los clientes no regulados, que optan por comprar la energía a otro suministrador, deben pagar el peaje o tarifa regulada de distribución por el uso de las redes.

Las tarifas se ajustan periódicamente y de forma automática, para reflejar las variaciones del precio de compra de la energía y de la tarifa de transporte, así como la variación de los indicadores económicos.

En estos países existen marcos regulatorios y tarifarios estables que definen los procedimientos y trámites necesarios para la revisión periódica de tarifas y de márgenes de distribución. La revisión tarifaria se lleva a cabo con periodicidad entre cuatro y cinco años mediante la presentación ante los entes regulatorios correspondientes de los expedientes tarifarios.

Investigación y Desarrollo

El Grupo se involucra en la Investigación y el Desarrollo, tanto de manera independiente como en colaboración con otras empresas españolas y organismos internacionales. La Investigación y el Desarrollo del Grupo se centra principalmente en (i) seguridad en el transporte del gas natural, (ii) métodos para reducir el impacto ambiental, (iii) el desarrollo de nuevas tecnologías en la distribución de gas, i (iv) desarrollo de nuevas aplicaciones del gas natural.

Litigios y Arbitrajes

A continuación se describen los principales arbitrajes, juicios y procedimientos regulatorios del Grupo a la fecha de formulación de las cuentas anuales consolidadas del Grupo Gas Natural Fenosa del año 2010.

Contrato de suministro de gas con Sonatrach

En relación con la controversia que Gas Natural Fenosa mantenía con Sonatrach sobre la revisión de precio de los contratos de suministro de gas que recibe de Argelia a través del gasoducto Magreb – Europa, en agosto de 2010 se notificó el laudo que finalizaba el procedimiento arbitral. El tribunal arbitral decidió el derecho de Sonatrach a un incremento de precio a partir de 2007. Los efectos retroactivos máximos facturados por Sonatrach ascenderían a un importe de 1.970 millones de dólares para el período hasta julio de 2010. El laudo ha sido impugnado por Gas Natural Fenosa ante el Tribunal Federal de Suiza. Asimismo Gas Natural Fenosa ha solicitado la apertura del proceso de revisión de precio de dichos contratos para tener en cuenta los profundos cambios ya producidos, así como la situación actual de los mercados mundiales y, en especial, del español; todo ello tal como se prevé en los correspondientes contratos.

En noviembre de 2010 el Tribunal Federal de Suiza concedió una medida cautelar en relación con el laudo dictado, de modo que queda suspendido hasta que dicho Tribunal decida sobre la impugnación presentada por Gas Natural Fenosa.

Gas Natural Fenosa y Sonatrach están manteniendo negociaciones sobre las revisiones de precio previstas en dichos contratos, de las que se espera un resultado beneficioso para ambas partes que zanje definitivamente la mencionada controversia.

En el caso de que no prosperara ninguna de las medidas emprendidas en relación con el citado laudo una parte del incremento de precios se repercutiría a determinados clientes, de acuerdo con los términos contractuales. En particular el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio establece en su artículo 15 la obligación para el titular del contrato de aprovisionamiento de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb de destinarlo preferentemente al suministro a tarifa.

A 31 de diciembre de 2010, el Balance consolidado de Gas Natural Fenosa incluye una provisión por los riesgos derivados del contencioso con Sonatrach, según la mejor estimación realizada con la información disponible a la fecha de formulación de las cuentas anuales consolidadas sobre la evolución del contencioso, las negociaciones en curso y los importes a repercutir, que cubre adecuadamente los riesgos descritos tanto para el período retroactivo como para el período adicional

hasta 31 de diciembre de 2010 y cuyo importe total no se detalla, de acuerdo con lo establecido en el párrafo 92 de la NIC 37, por considerar que puede perjudicar seriamente la posición de Gas Natural Fenosa.

Reclamaciones fiscales en España

Como consecuencia de distintos procesos de inspección, en cuanto a los ejercicios fiscales de 1998 a 2005, la Inspección ha venido cuestionando la procedencia de la deducción por actividades de exportación aplicada por Gas Natural Fenosa, habiéndose firmado las actas en disconformidad, estando actualmente recurridas ante el Tribunal Económico Administrativo Central, la Audiencia Nacional y el Tribunal Supremo. El importe total, incluyendo intereses, acumulado a 31 de diciembre de 2010 objeto de dichas actas asciende a un total de 319 millones de euros, que está íntegramente provisionado.

Reclamaciones fiscales en Argentina

Las autoridades fiscales argentinas han realizado distintas reclamaciones fiscales cuyo importe total, incluyendo intereses, asciende a 244 millones de pesos argentinos (46 millones de euros) en relación con el tratamiento fiscal de las ganancias de capital en el período comprendido entre 1993 y 2001, derivadas de la transferencia de redes de distribución por parte de terceros a la Sociedad del Grupo Gas Natural BAN, S.A. Todas las reclamaciones han sido impugnadas y se estima obtener un resultado final positivo de dichas impugnaciones. Así la Cámara Nacional de Apelaciones dictó, en el ejercicio 2007, un fallo para el período 1993-1997 por el que ordena dejar sin efecto la Resolución Determinativa de Oficio por la cual la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) reclamó el impuesto supuestamente adeudado, confirmando además la no aplicación de multas. El fallo de la Cámara ha sido apelado ante la Corte Suprema de Justicia.

Reclamaciones fiscales en Brasil

En septiembre de 2005 la Administración Tributaria de Río de Janeiro dejó sin efecto el reconocimiento que había admitido previamente en abril de 2003 para la compensación de los créditos por las contribuciones sobre ventas PIS y COFINS pagadas por la sociedad del Grupo Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG. La instancia administrativa confirmó dicha resolución en marzo de 2007, por lo que la sociedad interpuso el recurso ante la jurisdicción contencioso-administrativa (Justicia Federal do Rio de Janeiro), que está en trámite. Posteriormente, se ha notificado el 26 de enero de 2009 una acción civil pública contra CEG por los mismos hechos. Gas Natural Fenosa considera, junto con los asesores legales de la compañía, que las actuaciones mencionadas no tienen fundamento por lo que no se considera probable la pérdida de estas acciones judiciales. El importe total de esta cuota tributaria cuestionada, actualizado al 31 de diciembre de 2010, asciende a 331 millones de reales brasileños (148 millones de euros).

Reclamación contra Edemet - Edechi (Panamá)

En diciembre de 2010 se notificó la sentencia de primera instancia por la que se condenaba a las Sociedades del Grupo Edemet y a Edechi a indemnizar al demandante en el importe que determinen los peritos y con un máximo de 84 millones de dólares (63 millones de euros). Edemet, Edechi y el demandante han apelado dicha sentencia. Los pretendidos daños se derivarían de un concurso para comprar energía en bloque que convocó la Autoridad de los Servicios Públicos y que fue adjudicado al demandante quien finalmente no fue capaz de cumplir con el contrato por no presentar las garantías exigidas en el pliego.

Defensa de la Competencia

Las autoridades de Defensa de la Competencia mantienen abiertos principalmente en España diversos expedientes sancionadores por posible infracción de la normativa de la Competencia.

Materia de protección medioambiental

Las actividades de Gas Natural Fenosa están sometidas al cumplimiento de una normativa extensa en materia de protección ambiental.

Seguros

En línea con las prácticas de la industria, el Grupo asegura sus activos y actividades en todo el mundo. Entre los riesgos asegurados están los daños a la propiedad, la interrupción de los negocios y la responsabilidad civil con terceras partes a raíz

de las operaciones del Grupo. La política de seguros del Grupo también incluye límites a las indemnizaciones y franquicias. El Grupo considera su nivel de cobertura de seguros apropiado para el riesgo inherente a sus negocios.

El Grupo posee su propia compañía reaseguradora, Natural Re, S.A. (**Natural Re**). Natural Re está completamente integrada en la gestión de riesgos del Grupo y actúa como una herramienta centralizada y global de las operaciones, que provee de cobertura contra los riesgos del Grupo. Natural Re permite al Grupo implementar su programa de seguros consecuentemente entre de los diferentes marcos regulatorios aplicables a los países en los que el Grupo opera.

Empleados

A 31 de diciembre de 2010, Gas Natural Fenosa empleaba aproximadamente a 17,347 personas en Argentina, Brasil, Colombia, Francia, Italia, México, Marruecos, Puerto Rico y España, entre otros países.

El Grupo solo ha experimentado una interrupción laboral en los últimos cinco años, que se limitó al área de Madrid. A la fecha de este Prospecto Base, Gas Natural SDG no ha sido informada de disputa laboral material alguna, más allá de las disputas dentro del curso normal del negocio.

Consejo de Administración

El Consejo de Administración de Gas Natural SDG tiene la responsabilidad última en la administración de los asuntos del Grupo. Los Consejeros, su cargo dentro del Consejo de Administración de Gas Natural SDG y sus principales actividades fuera del Grupo son las siguientes:

Nombre	Cargo	Principales actividades fuera del Grupo
Salvador Gabarró Serra	Presidente	Vicepresidente Primero de “la Caixa”, Presidente de la Fundación Gas Natural Fenosa, Vicepresidente de la Fundación “la Caixa” y Consejero de Critería CaixaCorp, S.A.
Antonio Brufau Niubó	Vicepresidente	Presidente Ejecutivo de Repsol YPF, S.A., Presidente de YPF, S.A. y Presidente de Fundación Repsol
Rafael Villaseca Marco Ramón Adell Ramón	Consejero Delegado Consejero	Vocal del Consejo Asesor de Fomento de Trabajo Nacional Presidente de la Asociación Española de Directivos (AED), Vicepresidente de la Confederación Española de Directivos y Ejecutivos (CEDE) y Vicepresidente de la Fundación CEDE
Enrique Alcántara-García Irazoqui	Consejero	Secretario, miembro del Consejo Asesor y de su Comisión Permanente en la Universidad Oberta de Catalunya
Demetrio Carceller Arce	Consejero	Presidente de S.A. Damm, Presidente de Corporación Económica Damm, S.A., Presidente de Disa Corporación Petrolífera, S.A. y Presidente de Disa Península S.L.U. (ex- Shell)
Santiago Cobo Cobo	Consejero	Presidente de Donald Inversiones, S.I.C.A.V., S.A., Consejero y Apoderado de Cia. Turística Santa María, S.A. y Consejero - Director Gerente de Abaque Hotelera, S.A.
Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Consejero	Director General de UPSTREAM de Repsol YPF, S.A.
Felipe González Márquez	Consejero	Presidente del Consejo de Participación del Espacio Natural de Doñana y Presidente del Consejo Progreso Global de la Fundación Ideas.
Carlos Kinder Espinosa	Consejero	Consejero Delegado de GTD Ingeniería de Sistemas y de Software, S.A., Consejero de Aresbank, S.A. y Consejero de Port Aventura Entertainment, S.A.
Emiliano López Achurra	Consejero	Presidente de la Asociación Euro-Defi España y Presidente del Consejo Asesor de la Cátedra de Energía del Instituto Vasco de Competitividad-Universidad de Deusto

Nombre	Cargo	Principales actividades fuera del Grupo
Carlos Losada Marrodán	Consejero	Presidente de la Comisión de Estrategia del Plan Metropolitano de Barcelona, y Miembro del Consejo de Administración de InnoEnergy.
Juan Maria Nin Génova	Consejero	Director General de “la Caixa”, Vicepresidente de Criteria CaixaCorp, S.A., Vicepresidente de la Fundación “la Caixa” y Vicepresidente de la Fundación CEDE
Juan Rosell Lastortras	Consejero	Presidente de la C.O.E., Presidente de OMB Sistema Integrados para la Higiene Urbana, Presidente de Congost Plastic, Presidente de Fomento del Trabajo Nacional y Presidente de la C.E.O.E.
Narcís Serra Serra	Consejero	Presidente de Volja Plus, S.L., Vicepresidente de Applus Technologies Holdings, S.L. , Vicepresidente de Telefónica Chile y Presidente del Patronato Museu Nacional d’ Art de Catalunya
Luis Suárez de Lezo Mantilla	Consejero	Secretario Consejero de Repsol YPF, S.A., Vicepresidente de la Fundación Repsol y Consejero de YPF, S.A.
Miguel Valls Maseda	Consejero	Presidente de la Cambra Oficial de Comerç, Indústria i Navegació de Barcelona, Presidente de las Cambres de Comerç de Catalunya, Presidente del Comité Español de la Cámara de Comercio Internacional, ICC y Vicepresidente de Eurochambres

La dirección de negocio de los miembros del Consejo de Administración es Plaza del Gas, nº 1, 08003 Barcelona, España.

Conflictos de interés

No existen potenciales conflictos de interés entre las funciones llevadas a cabo por los miembros del Consejo de Administración de Gas Natural SDG y sus respectivos intereses y/o funciones privadas.

2. El Contrato de Garantía

Los Certificados Bursátiles cuentan con una garantía irrevocable e incondicional otorgada por el Garante al amparo del Contrato de Garantía.

El Contrato de Garantía es un contrato suscrito entre el Garante, el Representante Común y el Emisor regido por las leyes del Reino de España y sujeto a la jurisdicción y competencia de los juzgados y tribunales de la Ciudad de Barcelona, España, por lo que cualquier procedimiento relacionado con su ejecución deberá de iniciarse conforme a dichas leyes y ante dichos tribunales.

Conforme al Contrato de Garantía, el Garante garantiza, con carácter solidario, a los Tenedores, de manera irrevocable, incondicional y a primer requerimiento, las obligaciones de pago de principal, intereses y comisiones (en su caso), cuando estas sean exigibles, (incluyendo, en caso de incumplimiento, el pago total de principal entonces pagadero, junto con los intereses ordinarios y moratorios aplicables) del Emisor derivadas de, y de conformidad con, los Certificados Bursátiles. Aún cuando el Contrato de Garantía establece que la garantía respectiva se otorga a favor de los Tenedores, el mismo también señala que corresponderá exclusivamente al Representante Común ejercer todas las acciones o derechos que al conjunto de Tenedores les corresponde, y por lo tanto únicamente el Representante Común podrá realizar reclamaciones extrajudiciales de pago o iniciar acciones en contra del Garante en los juzgados y tribunales de la Ciudad de Barcelona, España.

Adicionalmente a la obligación de pagar principal, intereses y comisiones (en su caso) a los Tenedores, en el caso que el Garante esté obligado a deducir o retener, de los pagos realizados al amparo del Contrato de Garantía, cualesquiera cantidades en concepto de impuestos, derechos o cualesquiera contribuciones similares que sean establecidas por cualquier autoridad tributaria del Reino de España, el Garante se ha obligado a pagar a los Tenedores respectivos, aquellas cantidades adicionales que sean necesarias para que dichos Tenedores reciban una cantidad equivalente a aquella que hubieran recibido de no requerirse dichas deducciones o retenciones. El Contrato de Garantía establece que el Garante no tendrá dicha obligación de pagar cantidades adicionales si dichos impuestos, derechos o contribuciones similares son pagaderos por razones distintas a la deducción o retención respecto de pagos de principal, intereses o comisiones, de ser el caso, o si son

pagaderos como resultado de que el Tenedor respectivo tenga una conexión presente o futura con el Reino de España distinta al hecho que los pagos realizados al amparo del Contrato de Garantía se consideren, para efectos fiscales, como derivados de fuentes ubicadas en o garantizados por activos ubicados en el Reino de España. Adicionalmente, si alguno de los Tenedores fuera no residente en España, siempre que la cuantía de la retención o el impuesto, derecho o contribución a asumir por el Garante dependa de la aplicación de un tratado de doble imposición o de cualquier norma, cuya aplicación dependa de la prueba del lugar de residencia fiscal del Tenedor, éste deberá facilitar al Garante, a través del Representante Común un certificado de residencia expedido por las autoridades fiscales competentes que certifique que dicho Tenedor tiene su residencia habitual en ese Estado que habilita la aplicación de dicho tratado o norma. Cada uno de los Tenedores referidos deberá asimismo proporcionar al Garante, a través del Representante Común, un nuevo certificado cada vez que haya caducado el certificado precedente, y, en cualquier caso, antes de que el Garante deba efectuar un nuevo pago derivado de este Contrato. El incumplimiento de dichas obligaciones, eximirá al Garante del cumplimiento frente al Tenedor respectivo de las correlativas obligaciones asumidas por el Garante en virtud del Contrato de Garantía de pagar cantidades adicionales, hasta aquella fecha en que cese el referido incumplimiento del Tenedor de que se trate. Por último, una vez cerrado el año fiscal de los Tenedores, si éstos recuperan la totalidad o parte del importe de las retenciones o deducciones efectuadas por el Garante, los Tenedores estarán obligados a devolver al Garante dicho importe dentro de los 30 días naturales siguientes a que se produzca su recuperación o desde la imputación o compensación de dichas cantidades por los Tenedores en las liquidaciones fiscales que éstos efectúen a tal efecto.

El Garante, en los términos del Contrato de Garantía, ha asumido ciertas obligaciones de hacer y de no hacer a favor de los Tenedores. Dichas obligaciones se resumirán en detalle en cada uno de los Suplementos relativos a Emisiones realizadas al amparo del Programa. Así mismo, el Garante ha aceptado que el Contrato de Garantía será exigible en tanto ocurra un Caso de Vencimiento Anticipado señalado en los Certificados Bursátiles respectivos y que serán descritos en el Suplemento correspondiente.

Un original del Contrato de Garantía será entregado a, y guardado por, el Representante Común. El Representante Común mantendrá el original del Contrato de Garantía hasta en tanto todas las obligaciones conforme a los Certificados Bursátiles y el Contrato de Garantía hayan sido cumplidas.

En el caso que el Representante Común sea sustituido en su carácter de representante común, el original del Contrato de Garantía deberá ser entregado a la persona que sea designada como Representante Común en su sustitución.

Una copia del Contrato de Garantía se adjunta como Anexo al presente Prospecto.

El Garante ha participado en la elaboración del Programa únicamente en relación con su calidad de Garante (y los derechos y obligaciones aplicables al mismo en tal carácter) y con el Contrato de Garantía, y únicamente ha proporcionado la información relativa al Garante incluida en este Prospecto. Por lo tanto, el Garante no asume obligaciones adicionales y no es responsable por cualesquier información no proporcionada por éste.

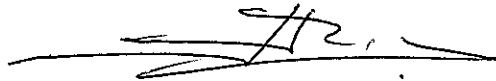
VII. PERSONAS RESPONSABLES

Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad, que en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa al Emisor contenida en el presente Prospecto, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación. Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

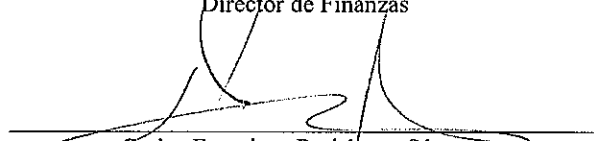
Gas Natural México, S.A. de C.V.



Ángel Larraga Palacios
Director General



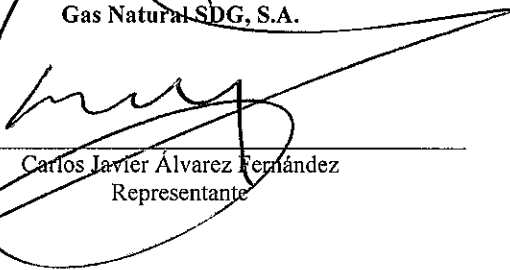
José de Jesús Rodríguez Gutiérrez
Director de Finanzas



Carlos Francisco Rodríguez Sámano
Director Jurídico

El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que su representada, Gas Natural SDG, S.A., en su carácter de garante de las Emisiones al amparo del Programa, preparó la información relativa al garante contenida en el presente Prospecto, la cual, a su leal saber y entender, refleja razonablemente su situación económica y financiera.

Gas Natural SDG, S.A.

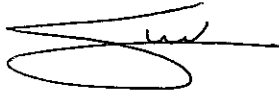


Carlos Javier Álvarez Fernández
Representante

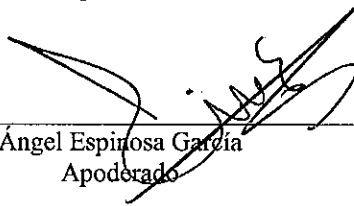
Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad, que nuestra representada en su carácter de intermediario colocador, ha realizado la investigación, revisión y análisis del negocio de la emisora, así como participado en la definición de los términos de la oferta pública y que a su leal saber y entender, dicha investigación fue realizada con amplitud y profundidad suficientes para lograr un entendimiento adecuado del negocio. Asimismo, su representada no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Igualmente, su representada está de acuerdo en concentrar sus esfuerzos en alcanzar la mejor distribución de los Certificados Bursátiles materia de la oferta pública, con vistas a lograr una adecuada formación de precios en el mercado y que ha informado a la emisora el sentido y alcance de las responsabilidades que deberá asumir frente al público inversionista, las autoridades competentes y demás participantes del mercado de valores, como una sociedad con valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y en bolsa.

Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S.A. de C.V., Grupo Financiero BBVA Bancomer



Gonzalo Manuel Mañón Suárez
Apoderado

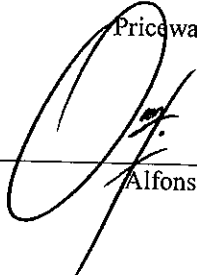


Ángel Espinosa García
Apoderado

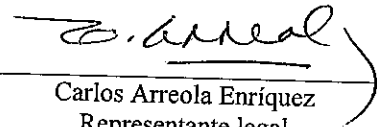
Los suscritos manifiestan bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 del Emisor que contiene el presente Prospecto, fueron dictaminados de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas. Asimismo, manifiestan que, dentro del alcance del trabajo realizado, no tienen conocimiento de información financiera relevante al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Monterrey, N.L., a 3 de mayo de 2011

PricewaterhouseCoopers, S.C.



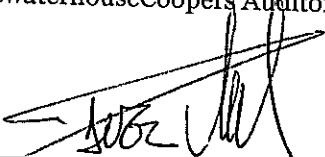
Alfonso Casavantes Landin
Socio



Carlos Arreola Enríquez
Representante legal

El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que las Cuentas anuales consolidadas de Gas Natural SDG, S.A. y sociedades dependientes de los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2008, 2009 y 2010, contenidas como Anexo en el presente Prospecto, fueron auditadas de acuerdo a las normas de auditoría generalmente aceptadas en España. Asimismo, manifiesta que, dentro del alcance del trabajo, no tiene conocimiento de información financiera relevante que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

PricewaterhouseCoopers Auditores S.L.

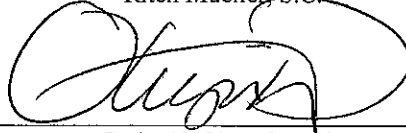


Manuel Valls Morató
Socio y representante legal

3 de mayo de 2011

El suscrito manifiesto bajo protesta de decir verdad, que a mi leal saber y entender, la emisión y colocación de los valores cumple con las leyes y demás disposiciones legales aplicables. Asimismo, manifiesto que no tengo conocimiento de información jurídica relevante que haya sido omitida o falseada en este Prospecto o que el mismo contenga información jurídica que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Ritch Mueller, S.C.



Carlos F. Obregón Rojo
Socio

VIII. ANEXOS

1. Opinión Legal suscrita por el Abogado Independiente.
2. Opinión Legal suscrita por el Abogado Independiente del Garante.
3. Estados Financieros Auditados del Emisor por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2007 y 2008;
4. Estados Financieros Auditados del Emisor por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2009;
5. Estados Financieros Auditados del Emisor por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 y 2010;
6. Estados Financieros Auditados del Garante por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2007 y 2008;
7. Estados Financieros Auditados del Garante por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2009;
8. Estados Financieros Auditados del Garante por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2010; y
9. El Contrato de Garantía.
10. Informes del Comisario.