

*Retos en la gestión
del negocio del gas natural*

Diseño y Maquetación

Dpto. Marketing y Comunicación
Management Solutions - España

Fotografías:

Archivo fotográfico de Management Solutions
Fotolia

© Management Solutions 2009

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción, distribución, comunicación pública, transformación, total o parcial, gratuita u onerosa, por cualquier medio o procedimiento, sin la autorización previa y por escrito de Management Solutions.

La información contenida en esta publicación es únicamente a título informativo. Management Solutions no se hace responsable del uso que de esta información puedan hacer terceras personas. Nadie puede hacer uso de este material salvo autorización expresa por parte de Management Solutions.



Introducción	2
---------------------------	----------



Características de los mercados de commodities energéticas	4
<i>Crudo</i>	6
<i>Gas</i>	9
<i>Electricidad</i>	13



Aspectos relevantes de la gestión del negocio del gas natural	16
<i>Planificación y presupuestación operativa</i>	17
<i>Planificación y gestión financiera</i>	24
<i>Control y gestión activa de los riesgos</i>	26
<i>Gestión de costes y eficiencia comercial y operativa</i>	32



Fuentes de gráficas y glosario	34
---	-----------

Introducción



En los mercados energéticos, caracterizados por un marcado carácter global, confluyen múltiples aspectos geopolíticos, tecnológicos, económicos, ambientales y regulatorios que plantean numerosos retos de gestión tanto a los estados de los que emana la política energética como especialmente a las compañías que operan en ellos. Éstas desarrollan su actividad en entornos complejos con numerosas incertidumbres que requieren gran capacidad de adaptación, flexibilidad y visión estratégica.

Este documento realiza un breve recorrido por la situación general de los principales mercados energéticos: crudo, gas y electricidad. Posteriormente se desarrollan de forma general algunas de las palancas que pueden permitir a la Dirección de las compañías energéticas aprovechar las oportunidades que brinda el escenario actual y mitigar sus efectos negativos. Entre estas palancas destacan: la planificación y presupuestación operativa, la planificación y gestión financiera, el control y la gestión activa de los riesgos y la gestión de costes y la eficiencia comercial y operativa.

Estos elementos de gestión, que son aplicables a la industria en general, se han desarrollado de forma particular para la actividad relacionada con el gas natural en la medida que presentan aspectos característicos relevantes:

- ▶ El margen de los negocios gasistas presenta una elevada incertidumbre debido a la dependencia del precio y el volumen o la cantidad del *commodity*, de aspectos regulatorios, geopolíticos, climatológicos y de la actividad industrial. El entendimiento de los factores que introducen volatilidad en el resultado de la compañía es fundamental para poder aplicar políticas comerciales y de gestión del riesgo que resulten eficaces para la protección y optimización del margen.

La liberalización de los mercados presenta además indudables oportunidades para los gestores más cualificados en la medida que amplía las posibilidades de gestión tanto en las estrategias de aprovisionamiento como en las de venta.

- ▶ El excedente/déficit de liquidez potencial consecuencia de las incertidumbres en volúmenes físicos de aprovisionamientos y ventas, así como la necesaria financiación de grandes infraestructuras de negocio, obligan a una gestión financiera activa que persiga además la protección de la solvencia y por lo tanto del nivel de *rating* crediticio. La gestión financiera y de riesgos es uno de los elementos clave en la industria sobre todo mientras se mantengan las condiciones del actual entorno económico y financiero.

- ▶ La capacidad para discriminar las contrapartes y clientes según su solvencia y capacidad de pago constituye una ventaja competitiva que permitirá defender los márgenes y asegurar la creación de valor en cada relación comercial. La consideración en la gestión del binomio formado por el nivel de riesgo de las contrapartes y la rentabilidad comercial de las operaciones y clientes, debe por tanto contribuir a seleccionar los clientes y a aplicar políticas de precios diferenciales.
- ▶ La presión de los mercados en el entorno económico actual por unas cuentas de resultados "saneadas" y resistentes a la crisis va a situar muchas miradas en la evolución de la eficiencia en las compañías. En este sentido se hace necesario buscar fórmulas innovadoras para el crecimiento del margen a través de la mejora táctica en los ingresos y especialmente de la contención de los costes (las metodologías tradicionales de reducción de gastos presentan un recorrido de mejora limitado y requieren un impulso sistemático de primera magnitud en la ejecución de los planes para alcanzar los objetivos definitivos).

La gestión de la tecnología pasa a ser aún más crítica en este proceso de transformación y búsqueda de eficiencia por la vía de la automatización y de la captura de sinergias en los procesos del negocio y soporte.

Características de los mercados de commodities energéticas



La **demanda** de energía primaria a nivel mundial ha seguido una tendencia creciente durante las últimas décadas a la que fundamentalmente han contribuido los países en vías de desarrollo. Sólo en los últimos años el crecimiento de la demanda en los países desarrollados se ha desacelerado (o incluso disminuido, como ha ocurrido recientemente), a consecuencia principalmente de la bajada del consumo industrial.

El desarrollo industrial y económico, combinado con las altas tasas de crecimiento demográfico de los países en vías de desarrollo, con una intensidad energética muy superior a la de países desarrollados, explica una parte notable del incremento de la demanda mundial de energía.

Según el Fondo Monetario Internacional (FMI), la previsión de crecimiento de China e India para el 2009 es de un 6,5% y un 4,5%, respectivamente. Suponiendo una evolución continuada de estos países similar a la actual, la demanda mundial de energía primaria podría suponer en el año 2030, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), un 45% más que la actual. Este crecimiento correspondería a una tasa anual de crecimiento mundial del orden del 1,6%. Los países en vías de desarrollo serían responsables de tres cuartas partes de ese incremento y, entre ellos, destacarían China y la India a los que se debería prácticamente la mitad del mismo.

Las fuentes de energía fósiles constituyen (y constituirán en los próximos años según las previsiones de los principales organismos internacionales) alrededor del 80% de la base de energía mundial. Estas fuentes se encuentran concentradas generalmente en áreas de baja estabilidad política y, cada vez más, en cuencas de acceso costoso.

Este incremento general de la demanda, y en particular de los países emergentes, puede estar reñido con la necesaria sostenibilidad ambiental y la garantía del suministro. Esto es especialmente importante en la medida que el incremento de la demanda estaría en gran parte sustentado en energías fósiles

y que se incrementaría la competencia por los recursos naturales de Oriente Medio, Latinoamérica, la antigua URSS y África.

Las políticas energéticas deben responder por tanto al reto de reducir la dependencia energética a la vez que contribuir a combatir el cambio climático y a fomentar la competitividad (y por tanto la estabilidad de precios), permitiendo el desarrollo económico.

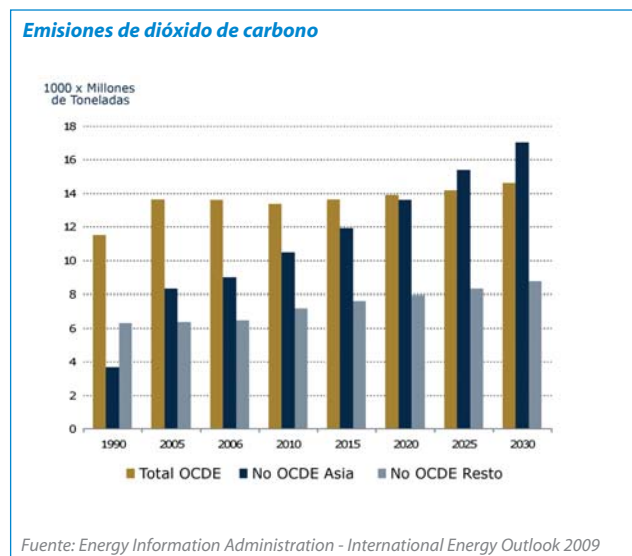
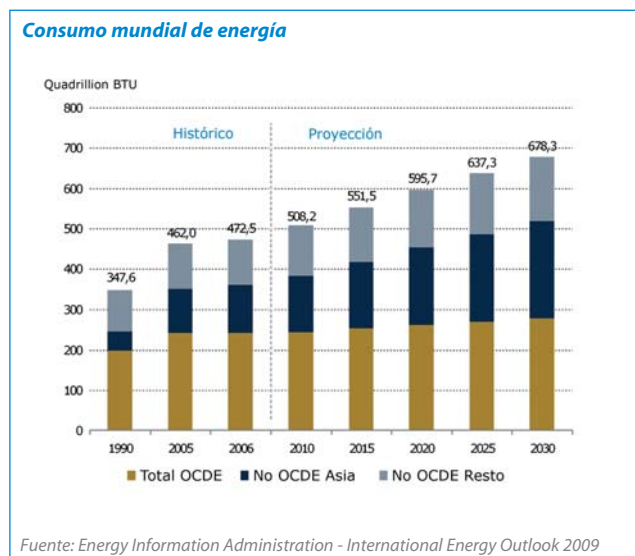
Estas políticas, más viables en su aplicación en países desarrollados, tienen una difícil implantación. En el caso, por ejemplo, de la Unión Europea los objetivos de esta política energética (liberalización de los mercados, seguridad del suministro, eficiencia, lucha frente al cambio climático y protección del medio ambiente) son comunes a muchos estados, si bien la política energética está aún lejos de serlo en la medida en que los estados conservan la potestad de aplicación de las normas adaptándolas a sus intereses y necesidades.

En el caso de **España** las previsiones apuntan a que el consumo energético se estancará o incluso descenderá durante 2009¹, en línea con el resto de economías avanzadas. Sin embargo, todo parece indicar que la demanda energética seguirá aumentando una vez superada la parte baja del ciclo económico.

España presenta además una elevada dependencia energética comparativa (se importa el 80% de la energía primaria frente al 56% en el resto de Europa) y una intensidad energética superior a la media europea en un 20%. El parque tecnológico de generación actual es fruto además de la fuerte apuesta por las energías renovables y la generación con gas natural y presenta obsolescencia de las centrales nucleares.

A continuación se realiza un análisis de la situación internacional y nacional del mercado del crudo, de la electricidad y del gas en los que, existiendo elementos comunes, es conveniente un estudio particularizado.

¹World Economic Outlook Update del FMI: descenso de 0,6% en 2009.



Crudo

El petróleo ha constituido la principal fuente de energía a nivel mundial durante las últimas décadas. En la actualidad supone, aproximadamente, un tercio de las fuentes primarias de energía.

La **demanda** global de petróleo en este período ha mantenido una evolución creciente que, desde el año 2006, ha dado síntomas de desaceleración a consecuencia de la disminución de demanda de los países de la OCDE. A pesar del incremento de consumo de los países no pertenecientes a la OCDE, con economías en fuerte proceso de desarrollo como China e India, el cómputo mundial resultante es un crecimiento de la demanda mundial inferior a la media de los últimos años. Así, por ejemplo, en 2007 la demanda mundial de crudo tuvo un crecimiento del 1,1%, inferior al 1,4% medio de los diez años anteriores². En 2008 la tendencia de desaceleración de la demanda en la OCDE (y, en particular en EE.UU) se mantuvo, a causa fundamentalmente de una reducción de la actividad económica, de los altos precios de los productos refinados de consumo final y de las condiciones climáticas favorables.

La **oferta** ha sufrido igualmente una desaceleración en los últimos años ya que a pesar del incremento de producción de los países de la antigua URSS, Brasil, o la cuenca del Orinoco, se ha producido un descenso paulatino de producción en los países de la OCDE, México y Noruega.

En los últimos años el nivel de reservas probadas se ha mantenido constante o ha aumentado a pesar de su explotación (1 billón de barriles en 2004, 1,2 billones en 2008). El descubrimiento de nuevos campos, el incremento del factor de recuperación en los existentes (hoy en día cercano a un 35%) o la explotación de crudos de difícil extracción por la ubicación de la reserva o el tipo y el estado del crudo en éstas, han contribuido al mantenimiento de los niveles de crudo remanente.

Ha sido la evolución de la tecnología de exploración y producción la que ha contribuido a la mayor recuperabilidad de los campos y viabilidad técnica de explotación de yacimientos complejos o de petróleos no convencionales³. En este sentido la posible escasez de recursos naturales se ha convertido en los últimos años en un asunto secundario frente a la existencia de recursos económicos para su explotación y la necesidad de un nivel de precios que justifique las costosas inversiones en los nuevos yacimientos o cuencas⁴. En la actualidad una parte notable de los yacimientos ha alcanzado ya su grado de madurez y se encuentran en un proceso de declino que requeriría nuevas inversiones de sustitución.

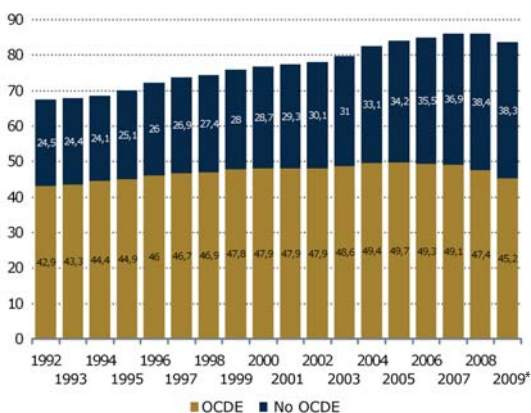
La producción y el consumo de crudo se encuentran en general geográficamente en puntos distintos lo que ha dado lugar a un mercado global, con elevada dependencia de las regiones consumidoras respecto a las productoras (tres cuartas partes de la producción se encuentra en países con inestabilidad política en los que confluyen amenazas nacionalizadoras o intervencionistas con conflictos y terrorismo). Estos factores, junto al riesgo geofísico de la exploración y la incertidumbre de precios, constituyen elementos clave de la actividad de las compañías petroleras.

² Los países de la OCDE disminuyeron por segundo año consecutivo su demanda en 0,2 Mill Bbl/día mientras que los países fuera de la OCDE incrementaron su demanda en 1,4 Mill Bbl/día.

³ Se han considerado como tales los crudos que presentan un mayor coste de explotación frente a los crudos tradicionales y, por ejemplo, los crudos pesados y extrapesados, los biocombustibles, los procedentes de arcillas y de arenas bituminosas y otros.

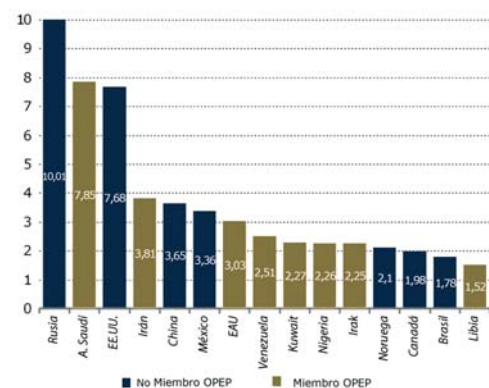
⁴ Precios que son estimados según los expertos en un entorno de 45-60 dólares / barril. Fuente: Cuadernos de la Energía, 23, Enero 2009. Una mirada en tiempos de crisis a las tendencias a largo plazo de la energía y del mercado del petróleo. Pedro Antonio Merino García.

Evolución anual de la demanda mundial de crudo
Datos en millones de Bbl/día



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 10 Abril de 2009
NOTA: Año 2009: previsión en base a la evolución del primer trimestre

Ranking de mayores productores mundiales de crudo
Datos en millones de Bbl/día



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, Oil Market Report, 10 Abril de 2009

En relación a los **precios** la tendencia ha sido creciente en la última década alcanzándose máximos históricos superados año tras año y acompañados de una elevada volatilidad. En los tres últimos años esta tendencia se ha acentuado llegándose a multiplicar por tres el precio. Estas subidas han venido sucedidas por fuertes correcciones como la ocurrida a partir del tercer cuatrimestre de 2008 que ha llegado a situar al crudo en niveles del entorno de 30 usd/Bbl a finales del ejercicio 2008 y de 40 en el primer cuatrimestre del año 2009. En este sentido las previsiones de los organismos internacionales apuntan hacia un escenario de precios futuros superiores a los históricos⁵ acompañados de fuertes procesos de corrección coyunturales fruto de las tensiones de oferta y demanda.

En relación a los **productos refinados** la demanda ha estado íntimamente relacionada con la demanda de crudos que, como se ha indicado, ha experimentado históricamente un fuerte crecimiento. En los productos refinados el incremento de la demanda (en el que Asia y EEUU han tenido un papel determinante) se debe en gran parte al crecimiento del sector transporte, que representa dos tercios del total de ésta. Debido a la expansión del uso del gas natural, el destino de los productos refinados estará además y, cada vez en mayor medida, destinado al transporte y a la industria petroquímica.

Sin embargo, y sobre todo debido a la desaceleración económica y posiblemente a los altos precios del crudo, durante 2008 se produjo una contracción de la demanda que se estima se mantendrá durante 2009 (reducción 0,8%) para recuperarse con posterioridad en 2010 (crecimiento estimado del 2,6%)⁶.

La industria del refino ha experimentado en las últimas décadas cambios importantes. Los años 80 se caracterizaron por un exceso de capacidad de refino (ajustada en los años posteriores⁷), márgenes estrechos y esfuerzos enfocados a la mejora de la eficiencia de los procesos. Las inversiones posteriores, requeridas

para adaptar las instalaciones ya existentes a los nuevos requerimientos legales y medioambientales (reducción de azufre en los productos refinados, eliminación del plomo, etc.), tampoco tuvieron un efecto positivo en los márgenes y por tanto no supusieron un estímulo para el aumento de la capacidad de refino mundial. Desde mediados de los 90 la capacidad de refino resulta ya ser insuficiente.

Al igual que la demanda, los precios de los productos refinados han presentado generalmente una elevada correlación con el precio del crudo y han sufrido en 2008 un descenso del precio de alrededor del 40%.

Por otro lado, el sector del petróleo también se enfrenta en la actualidad a la aparición de bienes sustitutivos para el transporte, como biocarburantes (por ejemplo bioetanol o biodiesel) obtenidos a partir de biomasa, cultivos específicos o nuevas tecnologías híbridas (como motores eléctricos, pilas de combustible o tecnologías basadas en el empleo de hidrógeno).

Estos hechos influyen en la gestión de las compañías que operan en el sector, muchas de las cuales han optado por integrar dentro de sus actividades la explotación de estas nuevas oportunidades como cobertura natural de su negocio tradicional.

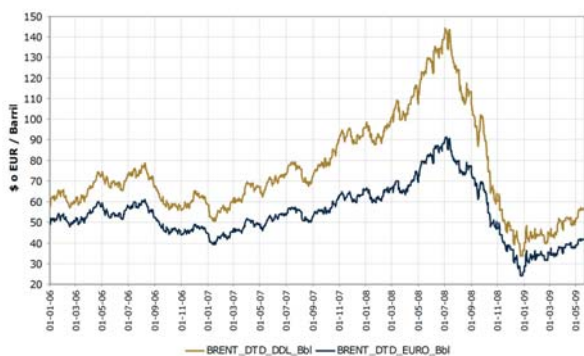
Actualmente, la coyuntura económica está ralentizando la actividad inversora en el sector a consecuencia de la acción conjunta de la caída del precio del petróleo, el aumento de la aversión al riesgo y la menor liquidez y mayor competencia por el capital.

⁵ La AIE (Agencia Internacional de la Energía) sitúa el precio objetivo del crudo en 2030 en 200 usd/ barril en términos nominales (excluyendo el efecto de la inflación) mientras que la EIA (*Energy Information Administration*) lo sitúa en el entorno de 110 dólares por barril.

⁶ Monthly oil Survey January 2009, International Energy Agency.

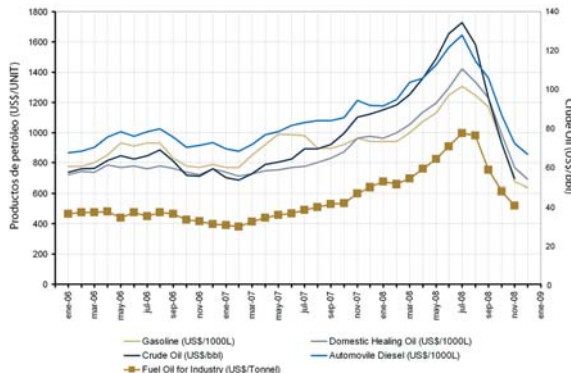
⁷ En Europa se redujo la capacidad de refino en un 36%. En España este ajuste fue menos acusado, quedándose en una reducción nominal del 15%.

Evolución del Brent
Dólares y euros por Barril



Fuente: Bloomberg (Baremos Mid)

Evolución de los precios del petróleo y sus derivados



Fuente: Short-Term Energy Outlook March 2009



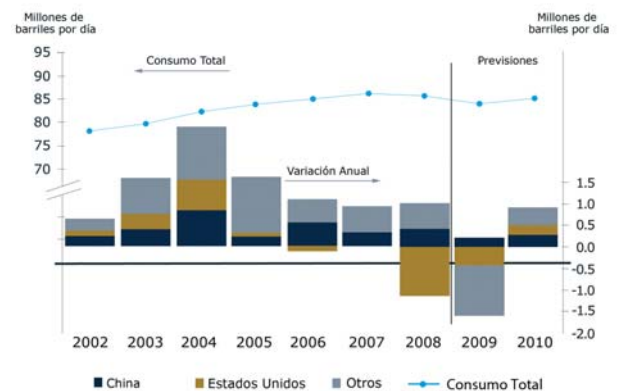
La situación de la industria y el consumo de petróleo en España no es muy diferente de la del resto de países industrializados (el petróleo se sitúa como la principal fuente energética a pesar del notable incremento de consumo del gas natural). El crudo español procede de más de una decena de países, pero más de la mitad de las compras se concentra en países de la OPEP.

La importancia del crudo y de sus productos derivados en España se refleja en el uso de los mismos en las principales actividades económicas del país como el transporte (sector de mayor relevancia en cuanto a consumo de crudo y derivados, especialmente la gasolina y el diesel sin sustitutos económicos a gran escala), el sector industrial y la agricultura, así como la generación eléctrica.

Debido al crecimiento de la demanda⁸ en los últimos años (y a pesar de la desaceleración actual), la capacidad de refino actual es insuficiente. Este déficit es cubierto con productos refinados de importación, que suponen un 27% del total de la demanda nacional. Esta necesidad de importación es más relevante en productos como los querosenos y los gasóleos (importación del 37% del total) a consecuencia en parte de la “dieselización” del parque automovilístico. La cobertura de este déficit de capacidad de refino, hoy en día en marcha de la mano de grandes inversiones de las principales compañías españolas, resulta compleja dadas las implicaciones económicas y ambientales de esta actividad así como la necesidad de utilizar alternativas tecnológicas que favorezcan la producción de destilados medios (gasóleos) que se adapten a la estructura de la demanda actual.

⁸ Mayor que la media europea debido al mayor crecimiento económico español, las menores cargas impositivas y las inversiones en infraestructuras de comunicación que junto a la orografía han potenciado el transporte por carretera.

Evolución del consumo mundial de productos refinados



Fuente: International Energy Agency (IEA Monthly Oil Survey, January 2009)

Gas

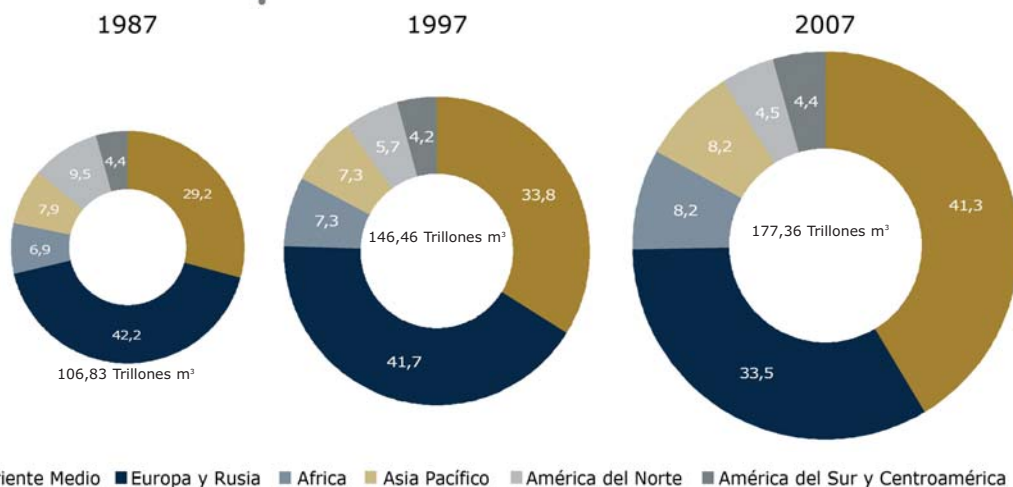
En el mercado del gas se está produciendo una transición desde un mercado rígido -física y contractualmente (gasoductos y contratos bilaterales a largo plazo)- a un mercado integrado donde el Gas Natural Licuado (GNL) es entregado en cualquier destino en cortos plazos de tiempo.

Es conveniente indicar que tanto el GN como el GNL se caracterizan por presentar algunas desventajas competitivas respecto a otras fuentes de energía (comunes en muchos casos al petróleo):

- ▶ Elevada concentración de reservas de gas en muy pocos países. Entre Rusia, Qatar e Irán poseen más de la mitad de las reservas de gas certificadas del mundo.

- ▶ Dependencia de países de tránsito entre productores y consumidores tales como Marruecos en el caso del gasoducto del Magreb, o Bielorrusia y Ucrania en el caso de los gasoductos que unen Rusia con el centro de Europa. Los avances tecnológicos están permitiendo recientemente evitar países de tránsito (Gasoducto Medgaz entre España y Argelia o el Nabucco desde Rusia a Centroeuropa).
- ▶ Elevadas inversiones necesarias para el transporte terrestre y alto coste por unidad energética desplazada en los fletes. Si bien es cierto que un metanero para GNL presenta ventajas competitivas con respecto a los petroleros (gracias a su mayor punta de velocidad y sus mayores dimensiones), en términos de energía transportada la relación de compresión del GNL no permite igualar la energía por unidad de volumen del crudo.

Distribución de reservas probadas de Gas



Fuente BP Statistical Review of World Energy 2008

No obstante, la flexibilidad de comercialización que ha introducido el GNL ha permitido desplazar a otras fuentes de energía (y a sus tecnologías de generación no competitivas). Este impacto es mayor en países con mercados más liberalizados como Reino Unido y España donde el gas ha sustituido al carbón o al petróleo como principal fuente de generación de electricidad.

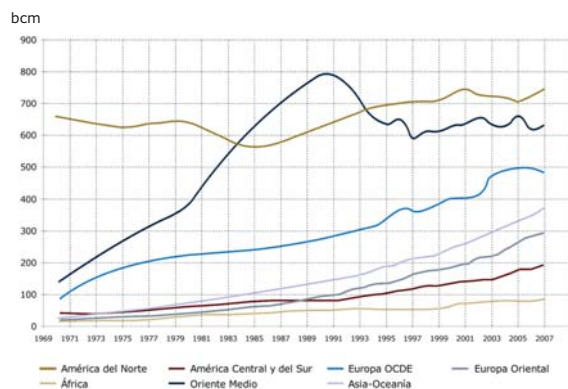
Todo ello, junto con las ventajas medioambientales que presenta frente a otras fuentes de energía, ha convertido al gas natural en el combustible fósil con mayor crecimiento en los últimos años.

El mayor incremento de demanda mundial de gas en los últimos años tiene lugar en EE.UU. y en la zona de Asia Pacífico donde China es responsable del 60% del incremento de consumo.

El mercado asiático va a jugar un papel relevante en el equilibrio entre oferta y demanda de GNL a nivel mundial debido a las características propias de sus países tales como Japón donde se ha apostado fuertemente por el gas natural, Corea donde el 100% de su consumo de gas natural se hace a través de GNL, o China e India donde, a pesar de que el consumo de gas natural no es muy representativo dentro de su balance energético, presenta elevadas tasas de crecimiento.

Cabe pensar que a nivel global el uso del GNL se ha expandido gracias a la flexibilidad que presenta; ahora bien, el número de plantas de regasificación creadas en los últimos años estaría dando lugar a un exceso de oferta regasificadora unida a un déficit de capacidad de licuefacción provocado en la mayoría de los casos por el riesgo derivado de la inversión asociada. La utilización de tecnología *off-shore*, en forma de grandes buques que incluyen centrales de gasificación y/o licuefacción, permitiría paliar los riesgos citados al posibilitar la ubicación flexible de la capacidad de regasificación y/o licuefacción en función de la oferta y la demanda.

Evolución del consumo mundial de gas natural por zonas



Fuente: Informe básico de mercados 2008 CNE y Anuario Cedigaz

El **precio** del gas natural históricamente ha seguido a los precios del crudo sobre todo en mercados europeos y asiáticos donde la indexación se ha venido realizando en base a sus derivados.

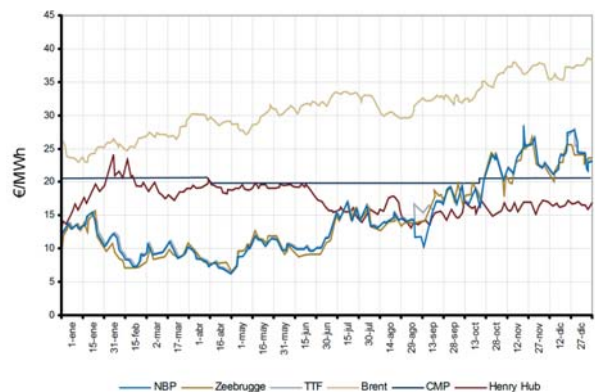
Sin embargo, en aquellos mercados más evolucionados como el de EE.UU. o Reino Unido, el precio se ajusta a las variaciones de la demanda. Está ya afianzando el comercio de gas a través de los denominados *hubs*, que se crean a partir de una concentración o centralización de operaciones comerciales relacionadas con el comercio del gas natural en una localización física. En el ámbito europeo, y por volumen de gas intercambiado, se puede destacar el National Balancing Point (NBP) del Reino Unido, el Zeebrugge de Bélgica, el TTF de Holanda o el Baumgarten en Austria. A nivel internacional, el *hub* más importante es el Henry Hub en EE.UU.

En los mercados *spot* europeos, se observa una alta convergencia de precios entre Reino Unido, Holanda y Bélgica, debido a la fuerte interconexión existente entre ellos. Sin embargo, países como Alemania o Francia generan sus precios a través de contratos a largo plazo con las compañías productoras (Gazprom, Sonatrach y Statoil), ligados a la evolución de los precios de una cesta de productos petrolíferos. Del mismo modo ocurre con la evolución del Coste de la Materia Prima (CMP) en España, que es el índice utilizado en el cálculo de las tarifas de gas reguladas.

En **España**, el mercado gasista ha seguido un proceso de liberalización en la última década que tuvo un impulso notable con la desaparición de la tarifa regulada en julio de 2008 y la definición de la TUR posteriormente. Esta liberalización ha fortalecido un mercado que presenta hoy en día las siguientes características:

- Cuota de participación elevada y creciente del gas natural como fuente de energía primaria en el mix energético. Las centrales eléctricas son el destino de más de un tercio de las ventas de gas.

Evolución de los precios internacionales del gas y del crudo frente al coste de la materia prima para el mercado a tarifa en España

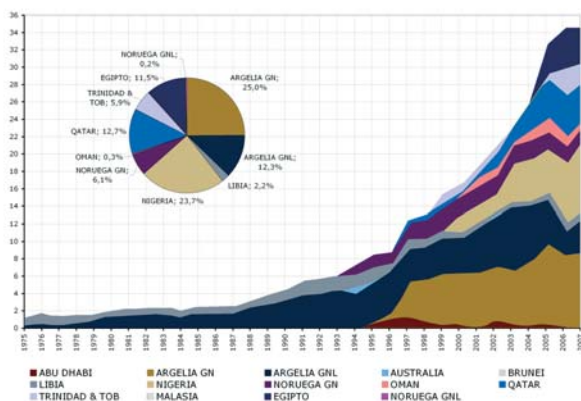


Fuente: Informe básico de mercados 2008 CNE

- ▶ Cartera de aprovisionamientos de gas diversificada en relación a otros mercados. El aprovisionamiento proviene de 11 países (aproximadamente un 70% en forma de GN) si bien Argelia es el proveedor de más de un tercio del gas, tanto líquido como gaseoso, consumido en nuestro país.
- ▶ Amplia gama de centrales de regasificación que le permiten una elevada flexibilidad en el mercado tanto en volumen de regasificación como en la calidad del GNL recibido. Las centrales permiten procesar GNL de todas las calidades existentes por lo que cualquier productor puede ser un potencial proveedor.
- ▶ Relevancia en el mercado mundial del GN. España es el tercer importador mundial de GNL, después de Japón y Corea y a la altura de EE.UU. Con la puesta en marcha de Medgaz se espera compensar la proporción entre GN y GNL consumido en España.

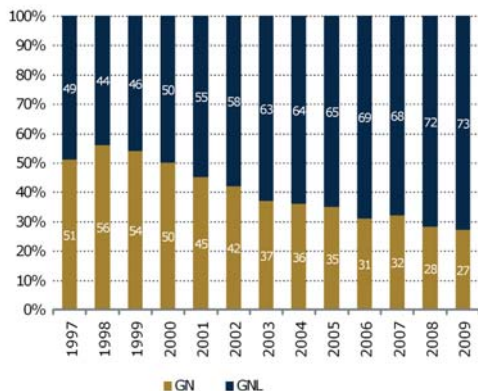


Evolución de las importaciones de gas en España



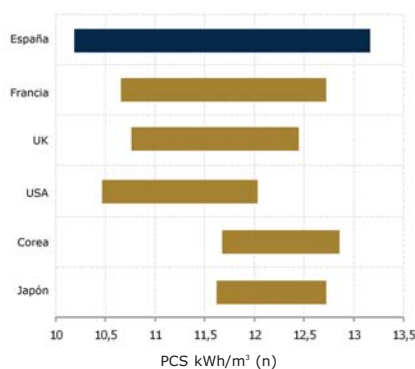
Fuente: Sedigás (Anuario del Gas 2009) y elaboración propia

Evolución de la proporción de gas natural (GN) frente al gas natural licuado (GNL) en España



Fuente: Informe básico de mercados 2008 CNE
NOTA: Año 2009: consumo primer trimestre (CNE)

Rango de calidad del gas admitido por los principales consumidores



Fuente: Estudio de la Cadena del Gas 2009. Club de la Energía

El mercado liberalizado representa ya, en número de clientes, algo menos del 40%, si bien en volumen suministrado está próximo al 90%, como consecuencia de una liberación más temprana de los segmentos de clientes de mayor consumo, los clientes industriales.

Para la completa liberalización del mercado y la desaparición de la tarifa del gas natural, se estableció la Tarifa de Último Recurso (TUR), con carácter transitorio. Esta tarifa acoge a todos aquellos consumidores cuyo suministro no esté contratado con una comercializadora.

	ene-08	ene-09	Δ%
Demanda Mercado Nacional (Total)	45.270	39.488	-12,77%
Convencional Nacional Mes	28.435	26.722	-6,02%
Sector Eléctrico Mes (Ciclos combinados + Centrales térmicas)	16.835	12.767	-24,16%

Unidad: GWh

Fuente: Enagas, Boletín estadístico. Gestión técnica del sistema gasista

Las cifras recientes de consumo de gas en nuestro país reflejan que el mismo aumentó un 10% durante 2008 por el incremento de la generación eléctrica con esta tecnología. Sin embargo, tomando sólo el mes de diciembre se observa un descenso del 13% con respecto al mismo mes del año anterior como consecuencia del descenso en el consumo industrial y en la generación eléctrica por Ciclo Combinado (motivado por una menor demanda eléctrica junto a una mayor producción eólica e hidráulica)⁹. Este descenso se ha producido a pesar de un incremento del consumo doméstico por cuestiones meteorológicas.

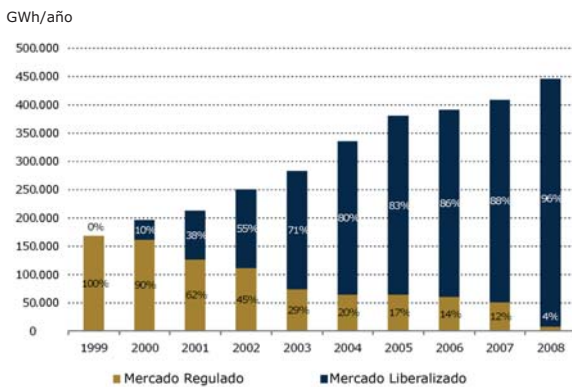
En el mercado español se puede observar que, así como el consumo de gas presenta una relación directa con el PIB, el IPI acompaña o incluso anticipa cambios en la tendencia del consumo de gas¹⁰.

La existencia de contratos de aprovisionamiento por parte de las comercializadoras con clausulados que incluyen penalizaciones (*Take-or-Pay*), asociadas a consumos inferiores a un nivel acordado, fomentará su competencia por el cliente y la cuota de mercado.

⁹ Fuente: Enagas. Boletín estadístico de gestión del sistema gasista.

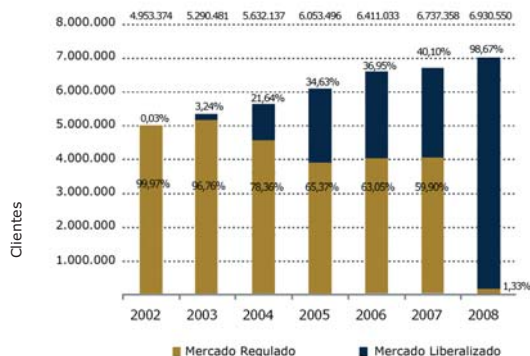
¹⁰ Fuentes: Eurostat, Enagas y elaboración propia.

Evolución de la proporción del volumen de gas de los mercados minoristas* libre y regulado de gas en España



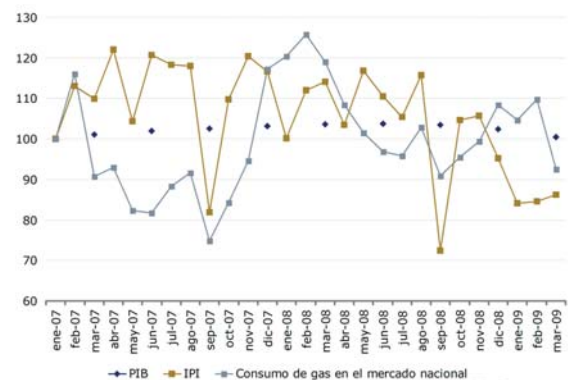
Fuente: Informe básico de mercados 2008 CNE
*Minorista: clientes con consumo menor a 1 Gwh/año

Evolución de la proporción de los clientes de los mercados libre y regulado de gas en España



Fuente: Informe básico de mercados 2008 CNE

Evolución del consumo de gas en España frente a IPI y PIB (base diciembre 2006)*



Fuentes: INE, ENAGAS (BOLETÍN ESTADÍSTICO Gestión Técnica del Sistema Gasista).
Elaboración propia
*Variación porcentual respecto a diciembre 2006

Electricidad

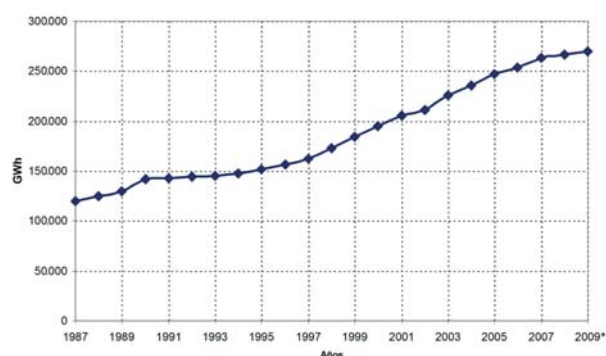
Los **mercados de la electricidad** se han caracterizado históricamente por tener carácter local debido a las limitaciones de interconexión eléctrica primero entre regiones y luego entre países. La integración es sin duda uno de los principales retos de estos mercados.

El mercado de la electricidad europeo en el cual se focaliza este resumen presenta algunas características básicas:

- ▶ La ausencia de política energética común.
- ▶ El aumento de la preocupación por la dependencia energética y la seguridad de suministro debido a la escasa capacidad de autoabastecimiento de Europa.
- ▶ La interferencia de las políticas de medio ambiente con la energética.
- ▶ La conveniencia de mercados con distinta capacidad de interconexión entre ellos, así como de áreas totalmente aisladas.
- ▶ La diversidad de políticas regulatorias que premian o penalizan las distintas tecnologías de generación entre muy diferentes opciones (combustibles fósiles, energías renovables, energía nuclear, etc.).
- ▶ La existencia de una fuerte divergencia tecnológica de los parques de generación de los diferentes países con la consecuente heterogeneidad de costes y precios.

Estas características son, en gran medida, consecuencia de las apuestas tecnológicas de cada país fundadas en aspectos geofísicos, climatológicos, regulatorios y políticos que han debido combinarse posteriormente con políticas medioambientales internacionales.

Evolución de la demanda en barras de central (descontando los consumos propios de las centrales)



Fuente: Boletín mensual sistema eléctrico español. REE Marzo 2009
 NOTA: Año 2009, previsión en base a la evolución del primer trimestre



Energía	Características
Energía Hidráulica	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Característica de países con una elevada pluviometría, con bajas emisiones y reducidos costes, si bien irregular en su producción al depender de condiciones climatológicas.
Combustibles Fósiles	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Flexibles pero más contaminantes, de menor eficiencia comparada y expuestos a la volatilidad de los precios de las materias primas.
Cogeneraciones y Ciclos Combinados	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Basados en una mejora de la eficiencia del uso de combustibles fósiles menos exigentes en inversión inicial y contaminantes que las tecnologías tradicionales.
Energía Nuclear	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Usada como base de generación (Francia es su mayor exponente) o como solución para afrontar la creciente demanda de forma "transitoria" hasta que la evolución tecnológica permita su sustitución (Reino Unido). Presentan elevadas necesidades de inversión y requieren la gestión de los residuos (aún sin solución definitiva).
Energía Renovable	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Irregular en su producción, de elevado coste pero que ofrece una alternativa a la dependencia energética, siendo ambientalmente convenientes.

La situación anteriormente descrita explica que los estados sigan debatiéndose entre dos modelos energéticos distintos:

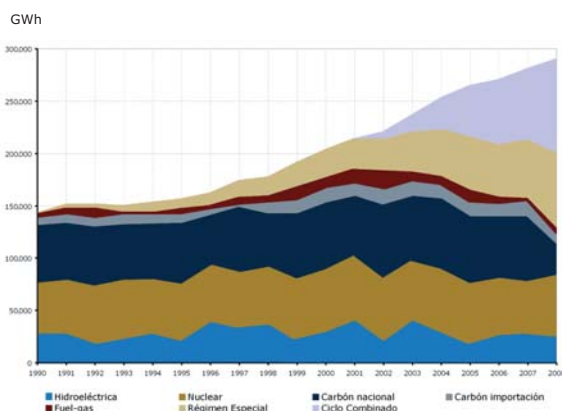
- ▶ Un modelo global basado en la interconexión de los sistemas y los mercados ya que aporta seguridad, competitividad, multilateralidad en las relaciones y eficiencia. Este modelo implica no obstante una pérdida de independencia y exige una regulación común¹¹.
- ▶ Un modelo local donde se considera la energía un asunto nacional y se aboga por establecer una entidad principal nacional en materia energética que se expanda por el resto de países potenciando relaciones bilaterales.

La creación de mercados globales presenta grandes dificultades debido a la limitada capacidad de interconexión, las características heterogéneas del parque de generación (que provoca divergencias en los precios) o la definición de peajes para el acceso y uso de las redes.

El diferencial de precios es a su vez causa y consecuencia directa de la ausencia de mercados globales interconectados.

España ha presentado una tendencia creciente de **consumo** de electricidad en los últimos años superior al 3% según Red Eléctrica de España (REE), lo que ha obligado a una constante renovación y ampliación del parque de generación para cubrir la demanda. Cabe destacar la aportación en la generación de los ciclos combinados y el régimen especial así como el

Evolución de la producción eléctrica y tecnología de generación



Fuente: Informe básico de mercados 2.008 CNE e Informes anuales REE

¹¹ Los primeros avances hacia la construcción de un modelo global se traducen en mercados intermedios tales como el Nordpool (Suecia, Noruega y Dinamarca) o el formado por Irlanda del Norte e Irlanda.

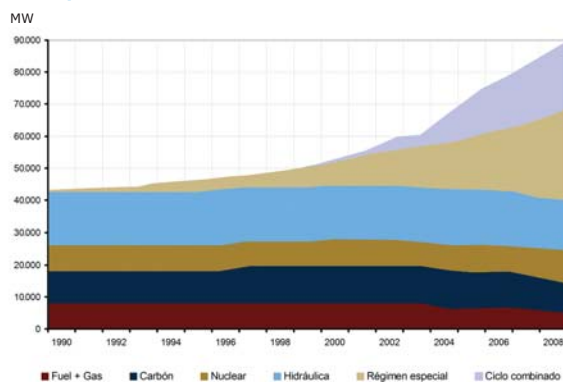
retroceso de la energía nuclear y del fuel. La aportación hidráulica ha sido volátil, y a veces muy poco relevante en función de las condiciones meteorológicas. No obstante, en el año 2008 el incremento del consumo fue de tan sólo un 1,1%, por debajo de la media de la última década. Esta tendencia se ha marcado más acusadamente en los primeros meses de 2009 (el pasado mes de enero, el consumo descendió un 3,1% con respecto a la demanda de enero de 2008).

En el aspecto **regulatorio**, el mercado eléctrico español se halla inmerso en un proceso de liberalización que permita la entrada de nuevos agentes. En esta transición hacia la liberalización del mercado es necesario que la regulación del sistema sea transparente, predecible y coherente entre los objetivos propuestos (eficiencia económica, garantía del suministro, competitividad, etc.) y los medios a usar en su consecución y que permita la resolución de problemáticas con elevado impacto en empresas del sector como el déficit de tarifa.

Desde el año 2003, todos los consumidores de electricidad pueden elegir libremente su compañía suministradora de energía. En 2008 desapareció la tarifa regulada para los clientes de alta tensión y desde el 1 de julio las tarifas de baja tensión para determinadas potencias contratadas. A partir de esa fecha los consumidores podrán optar por un suministro libre o por acogerse a la tarifa de último recurso (TUR) que establece unos precios máximos para estos suministros comunes en todo el territorio nacional y revisables en función de los costes de la energía. El período de aplicación de la TUR será además diferente en función de la potencia contratada. Esta medida vendrá acompañada del denominado "bono eléctrico" o descuento sobre el precio de la energía para clientes con potencia contratadas bajas o que cumplan determinados requisitos relativos de renta o condiciones personales.

Es previsible que la TUR incentive la transición al mercado liberalizado.

Evolución de la estructura de la potencia instalada (sistema peninsular)



Fuente: Informe básico de mercados 2008 CNE e Informes anuales REE



Aspectos relevantes de la gestión del negocio del gas natural



El ejercicio 2009 y siguientes pondrán a prueba a las compañías energéticas que deberán afrontar:

- ▶ Una recesión económica generalizada.
- ▶ La disminución de la demanda e incremento de la competencia.
- ▶ Escenarios de precios de *commodities* inciertos.
- ▶ Mayor dificultad de acceso a recursos financieros.
- ▶ Mayores riesgos geopolíticos.
- ▶ Modificaciones regulatorias y nuevas exigencias de tipo medioambiental.

En este contexto las compañías energéticas, y en particular aquellas que desarrollan su actividad relacionada con el gas en las que se centra este documento, podrán utilizar distintas palancas de gestión que permiten aprovechar las oportunidades que brinda el escenario actual y mitigar sus efectos negativos. Algunas de estas palancas son las siguientes:

- ▶ La planificación y presupuestación operativa.
- ▶ La planificación y gestión financiera.
- ▶ El control y la gestión activa de los riesgos.
- ▶ La gestión de costes y la eficiencia comercial y operativa.

Planificación y presupuestación operativa

El margen operativo o de la actividad¹³ del gas está sujeto a una elevada incertidumbre, debido principalmente a su dependencia de las cotizaciones de *commodities*, históricamente volátiles, así como a la dependencia de las cantidades o volúmenes objeto del negocio, en la actualidad más inciertas que en periodos anteriores.

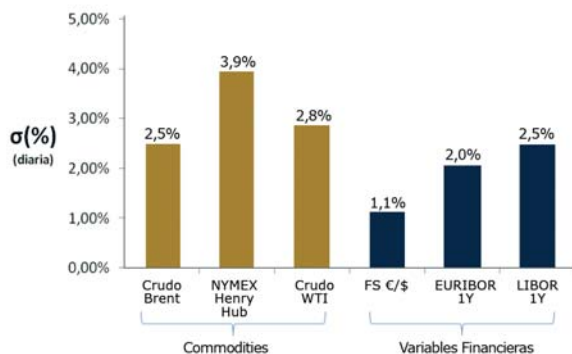
Modelizar el **comportamiento** del margen operativo permite cuantificar el efecto que los distintos escenarios de precios de compra y de venta y los escenarios de volúmenes tienen en el margen y en el valor de la compañía. La modelización, y su seguimiento sistemático, son por lo tanto instrumentos de gestión de gran utilidad en la medida que permitirán evaluar el impacto ex-ante y ex-post de posibles estrategias comerciales o financieras de cobertura o mitigación de riesgos.

La modelización del margen deberá contemplar los contratos por aprovisionamiento, los contratos por utilización de activos físicos y servicios asociados y los contratos de comercialización y/o integración en el proceso productivo.

Contratos de aprovisionamiento

Los contratos de aprovisionamiento representan la cartera de contratos de compra de gas tanto en estado gaseoso (GN) como en estado líquido (GNL). Si bien existe una creciente tendencia hacia un modelo multilateral lo cierto es que el mercado de aprovisionamiento del gas se ha fundado mayoritariamente en contratos bilaterales, generalmente estipulados a largo plazo y con condiciones establecidas "a medida" entre las partes. La tendencia citada se manifiesta en un creciente aprovisionamiento en mercados de contado o *spot* que contribuye además a aprovechar las condiciones de mercado de cada momento y a cubrir los desajustes de oferta y demanda con una mayor flexibilidad.

Volatilidades diarias de las principales variables de mercado financieras y de commodities de energía



Fuente: Elaboración propia

¹³ Margen de la actividad del gas entendido tanto para el negocio de *upstream* (exploración y producción) como para *downstream* (distribución, comercialización y *trading*) y para generación eléctrica y otros fines productivos. Por margen se entiende la parte sujeta a la variación de los factores de precio de mercado o cantidades y no, por lo tanto, otros conceptos de gastos o ingresos necesarios para componer el resultado de la compañía en su línea final.

Con respecto a los contratos de tipo bilateral no existen apenas mercados que puedan ofrecer liquidez de precios debido a la singularidad de cada caso y los importantes volúmenes y periodos de tiempo a los que hacen referencia.

En relación a las fórmulas de precio de estas operaciones, se pueden distinguir tres prácticas habituales históricamente asociadas a determinadas regiones geográficas:

- ▶ **Europa.** Indexación del precio a cestas de crudos como gasoleos, fueloleos y crudos que generan una relación estable de los precios de los contratos con los precios del petróleo.
- ▶ **Asia.** Indexación al *Japanese Crude Cocktail (JCC)*, similar a la europea.
- ▶ **América.** Indexación a *hubs* o puntos de entrega física de gas en los que hay cruce de oferta y demanda. En estos casos los precios de los contratos no presentan una relación “estable” con el precio del crudo Brent al estar marcados por la oferta-demanda (p.e. Henry Hub en EE.UU.).

Además de las características de su indexación, estos contratos habitualmente presentan opcionalidad de precios y de volumen cuya modelización es necesaria. Es habitual la existencia de tramos de apreciación en función del rango de precios de algún subyacente determinado. Así, mediante estos tramos de apreciación se consigue dar “estabilidad” a los precios y mitigar el riesgo de la parte compradora ante precios altos de los crudos y el de la parte proveedora ante posibles descensos de éstos.

Los contratos suelen incluir precios máximos (*caps*) y mínimos (*floors*) sobre los precios obtenidos a partir de la fórmula, bien aplicados sobre cada pago que determina el contrato o bien aplicados sobre un periodo temporal que incluya varios pagos. Un determinado umbral de actualización exige que haya un mínimo porcentaje de variación del precio entre periodos adyacentes para actualizarlo¹⁴. En caso de no superar este umbral el precio se mantendría constante en el siguiente periodo.

Estos precios van también gravados por impuestos y *royalties*, así como afectados por coeficientes que representan mermas sufridas durante su transporte o el propio flete.

A las condiciones de precio se añaden las de volumen que establecen regímenes de opcionalidad sobre las cantidades objeto del contrato para compradores y vendedores con el fin de dotar a los contratos de la flexibilidad que requiere la variabilidad y estacionalidad del consumo, así como la necesaria estabilidad de ingresos que demandan las inversiones de exploración y producción. Dos de las más empleadas son la *Take-or-Pay* y *Delivery-or-Pay*, que aplican penalizaciones previamente acordadas al comprador o al proveedor, respectivamente, en caso de no llegar a comprar o vender cierto límite de volumen respecto a lo contratado. Unidas a ellas pueden aparecer adicionalmente las cláusulas *Carry-Forward* y *Make-Up*, que aportan una cierta flexibilidad permitiendo adelantar o aplazar entregas de gas estipuladas de un periodo a otro.

Cabe destacar también que junto al clausulado y las condiciones asociadas a los contratos de gas, pueden existir compromisos a plazo y derivados implícitos cuyo impacto contable es de especial relevancia en la gestión. La norma contable internacional obliga a la valoración a mercado de los contratos derivados bajo cuya definición pueden caer los contratos de gas si no fuera posible exceptuarlos bajo la premisa de “uso propio”¹⁵.



¹⁴ Un ejemplo representativo de este clausulado lo constituye el Coste de la Materia Prima en España.

¹⁵ La norma contable exige reconocer derivados “implícitos” cuando los términos de un contrato incluyen condiciones que replican el efecto económico que podría conseguirse mediante la contratación de un derivado. Es decir, cuando los flujos de caja asociados a un contrato no responden a las prácticas estándar de mercado, puede ser necesario dividir el contrato en dos elementos que se registran de manera independiente: (1) un contrato que se ajusta a las prácticas de mercado estándar (contrato “anfitrión”), y (2) un derivado que transforma los flujos de caja, de forma que la suma de los flujos de caja de los dos elementos coincida con los flujos de caja que genera el contrato real.

Junto a la indexación habitual, las fórmulas de precio suelen incluir términos fijos. A veces incluso éstos pueden estar denominados en una divisa distinta al resto de los términos de la fórmula. La aparición de términos fijos en diferente divisa responde a la combinación de la transferencia de costes del vendedor al comprador, denominados habitualmente en dólares, con la inclusión de *fees* libres de riesgo de tipo de cambio, posiblemente en euros.

Contratos asociados a activos físicos

El margen de la actividad puede estar formado adicionalmente por otros compromisos relativos a activos físicos. En función del grado de integración vertical de la compañía serán algunos de los siguientes:

- ▶ Contratos de regasificación y licuefacción. En aquellos casos en los que los contratos afecten a GNL, deberá disponerse también de capacidad de licuefacción y regasificación con otros servicios auxiliares necesarios para estas actividades. Están sujetos a incertidumbre como consecuencia del volumen del gas procesado.
- ▶ Fletes, contratos de transporte marítimo:
 - *Time charters* o contrato de fletamento por tiempo. Buques contratados o fletados en su totalidad y por un tiempo determinado para el transporte de mercaderías o personas (el armador cede los espacios de carga en uso, pero sin perder la tenencia del buque por ello; corriendo con todos los gastos de la operación como sueldos de la tripulación, provisiones, reparaciones y mantenimiento).

- COAs (*Contracts of Affreightment*) o contratos asegurados por el gestor de una flota para el transporte de determinados tipos y cantidades de carga a cambio del pago de una tasa fija por tonelada. En este caso, y a diferencia del *Time Charter*, no se contrata la disponibilidad de un buque para el transporte sino que se asegura capacidad en una flota para incluir una determinada cantidad de carga a una tarifa especificada.
- Capacidad de transporte (y *Park&Loan*). Finalmente los contratos pueden referirse a capacidad de transporte en los cuales se contempla la posibilidad de inyectar gas en el conducto para su almacenamiento (*park*, el gas se almacena virtualmente en el llamado *PAL pot*) y posterior utilización o bien para satisfacer desequilibrios entre oferta y demanda tomando prestado gas del transportista que posteriormente será repuesto (*loan*).
- Contratos de almacenamiento en tanques, almacenamientos subterráneos y otros.

Estos contratos introducen incertidumbre en la medida en que sus importes o flujos de caja son dependientes del volumen de gas procesado, transportado o almacenado en ellos. En este sentido estos contratos introducen clausulados para garantizar un uso mínimo de los activos que se traducen en condiciones de tipo *Process-or-Pay* o *Ship-or-Pay*.



Contratos para comercialización o integración en el proceso productivo

Los contratos de suministro a clientes puede ser similares a los de compra en cuanto a su indexación si se trata de mercado liberalizado, si bien su duración es normalmente menor. En ocasiones los precios deben poder estar referenciados a tarifas reguladas tanto para el suministro a tarifa regulada como en aquellos casos en los que existe esta opcionalidad de suministro (cuando el cliente puede elegir entre acogerse a una tarifa regulada o acceder a la comercializadora).

En general, y en función de la cartera de clientes/proveedores, es necesario modelizar la comercialización de gas con los siguientes agentes:

- ▶ Otras comercializadoras.
- ▶ Grandes clientes del mercado gasista: grandes consumidores industriales (azulejeras, cementeras, etc.).
- ▶ Generadores de electricidad mediante Ciclos Combinados de Generación Térmica (CCGTs).

Hasta la completa liberalización del mercado del gas, la comercialización “competía” con las tarifas reguladas que de hecho constituían tarifas máximas. Tras la entrada en vigor de la Tarifa de Último Recurso (TUR) la situación es similar en tanto que de nuevo cualquier consumidor tiene la opción de acogerse a ésta si la oferta a precio libre de la comercializadora no le satisface. No obstante la TUR presenta niveles superiores a las tarifas reguladas. La existencia de este tipo de tarifas añade un grado de libertad a los consumidores y, por tanto, una variable más en las estrategias de comercialización permitiendo así la aparición de fórmulas de precio ligadas a estas tarifas, en forma de un descuento sobre las mismas.



La modelización del margen del negocio introduce algunos factores adicionales a considerar en el caso de que el destino del gas sea la generación eléctrica o el uso en un proceso productivo en general. En el caso de generación eléctrica en compañías de gas se trata de una integración vertical del negocio que proporciona, de hecho, una opcionalidad al operador, aportando mayor flexibilidad en la gestión del gas y en su direccionamiento al mercado mayorista, a los clientes o a la generación eléctrica. Por un lado, el gas natural puede ser suministrado a consumidores u otros operadores de la forma tradicional. Por otro, el gas podrá ser utilizado en la generación de electricidad para optimizar la gestión del portfolio de gas. Esto será así en aquellos casos en los que la diferencia entre el precio de la electricidad y el gas así lo justifique.

Si el diferencial entre los precios de venta de electricidad y de gas natural es lo bastante elevado, la decisión económicamente óptima es la generación eléctrica, mientras que en caso contrario la venta de la materia prima proporciona una mayor rentabilidad. Metodológicamente, esto se traduce en una mayor cantidad de horas de operación de las centrales de Ciclo Combinado a mayores diferenciales electricidad – gas.

Esta flexibilidad se traduce en un mayor valor de la cartera de aprovisionamientos al disponer de una opción real para maximizar el valor de la materia prima adquirida mediante su venta o uso para generación de electricidad.

Comportamiento de Opcionalidad de los CCGTs
Spread vs horas equivalentes de operación



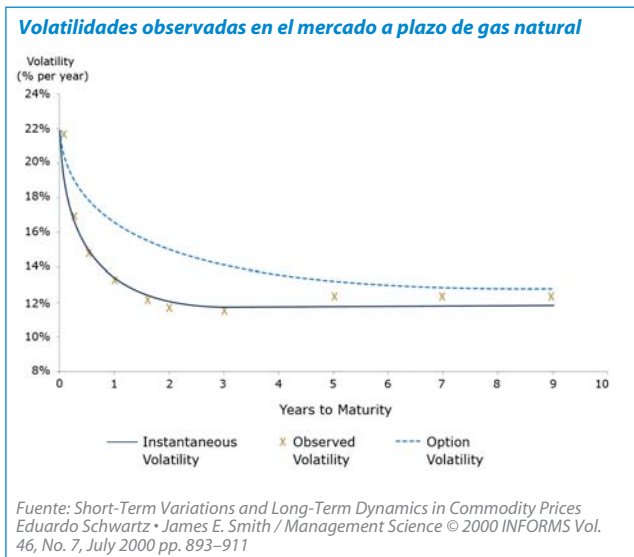
Fuente: Gas Natural
NOTA: Spread = Precio Pool Eléctrico - Coste Generación (sólo materia prima)

Sistematización del tratamiento de los contratos

La casuística de los contratos citados requiere de un tratamiento especialista para la captura y modelización de sus flujos. La sistematización o automatización del tratamiento de este tipo de operaciones requiere mecanismos que permitan capturar la riqueza de clausulado asociado a las mismas. La siguiente expresión general recoge los distintos clausulados comentados (para cada tramo de volumen/precio):

$$P = \left[\text{base} * \left[\text{fijo}(i) + \sum \frac{\text{ponderación}(i)}{\text{referencia}(i)} * (\text{subyacente}(i) - \text{Referencia}(i)) \right] * (1 + \text{impuesto}) + \text{transporte} \right] * [1 + \text{mermas}] * \text{conversión}$$

En esta expresión general se parte de una **base** de precio (p.e., el precio de una determinada *commodity* al inicio del contrato) que incorpora las variaciones de una cesta de productos (**subyacente**), con respecto a los valores de las mismas al inicio del contrato (**referencia**) según la composición de dicha cesta (**ponderación**). Una vez establecido el precio base, y su desviación con respecto a las condiciones de mercado a la contratación –medidos por la desviación de las referencias–, se incorporan términos **fijos** en divisa, generalmente representando *fees* de comercialización (euro o dólar habitualmente), y los **impuestos**, peajes -transporte- o **mermas** correspondientes. El factor de **conversión** únicamente aparece en aquellos casos en los que comprador y vendedor desean utilizar diferentes magnitudes para la interpretación de su precio (p.e., MMBTu frente a GWh).



Modelos de simulación

Para la modelización del margen y, por lo tanto, para la medición y gestión de su riesgo es necesario establecer un modelo de evolución de precios de mercado de *commodities*, así como un modelo de valoración que contemple la variedad existente de fórmulas de determinación del precio. Los contratos de compraventa de gas y GNL pueden tener carácter de largo plazo y por tanto los modelos deben simular el comportamiento a medio y largo plazo de sus variables clave. Estos modelos son especialmente complejos en tanto que los precios son muy sensibles a la disponibilidad de stocks y/o variaciones en la oferta y la demanda. La función de ingresos, en ocasiones, incluye opcionalidad o ajustes asociados al *netback*¹⁶.

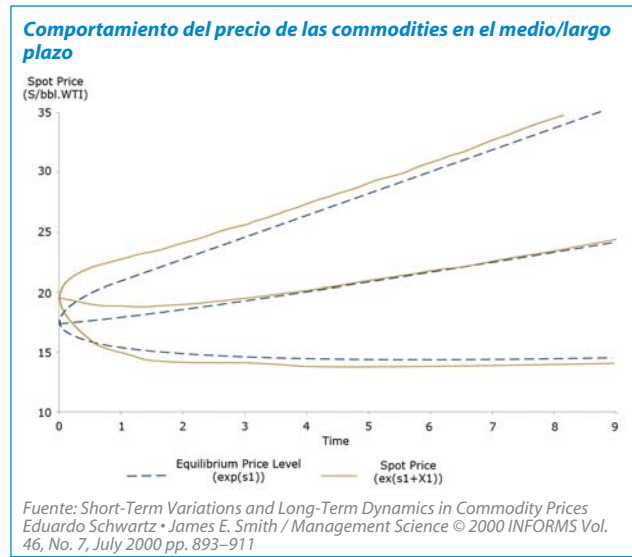
A la hora de definir los modelos de evolución a medio y largo plazo de precios de *commodities* se deben tener en cuenta las siguientes características observadas¹⁷:

- ▶ En los mercados de *commodities* la volatilidad de los precios de los contratos negociados crece de forma exponencial a medida que se aproxima el vencimiento de los mismos.
- ▶ En el medio plazo las cotizaciones de diferentes subyacentes revierten a una “relación de equilibrio” dado que, en general, unos productos son derivados de otros.

¹⁶ Se obtiene valorando el gas natural en sus usos alternativos (máximo precio que estarían dispuestos a pagar diferentes tipos de consumidores) bajo dos enfoques:

- i) Identificar el coste de sustitución, es decir, el coste de los productos sustitutivos del gas como materia prima.
- ii) Valorar el producto en su mercado natural, es decir, precio alcanzado en su destino razonable de consumo, por ejemplo precios en Henry Hub para GNL entregado en EE.UU.

¹⁷ Ilustración: Short-Term Variations and Long-Term Dynamics in Commodity Prices. Eduardo Schwartz • James E. Smith / Management Science © 2000 INFORMS Vol. 46, No. 7, July 2000 pp. 893–911.



Las figuras que se muestran a continuación presentan escenarios de evolución de precio según diferentes hipótesis de comportamiento, todas ellas bajo la premisa de que el modelo subyacente es un movimiento Browniano Geométrico. Es decir, el logaritmo del precio de las *commodities* se comporta como un camino aleatorio. Se trata de un proceso "sin memoria" en tanto que cada nueva cotización depende únicamente del último valor e incorpora un ruido aleatorio.

Desde el punto de vista metodológico, y si bien, como se ha comentado en los años 80 se asumía que el comportamiento de las *commodities* se basaban en el camino aleatorio (modelo Browniano Geométrico), en los últimos años se ha concluido que los modelos más apropiados para muchas *commodities* son los que comprenden la reversión a la media (véase gráfico de "comportamiento del precio de las *commodities* en el medio/largo plazo").

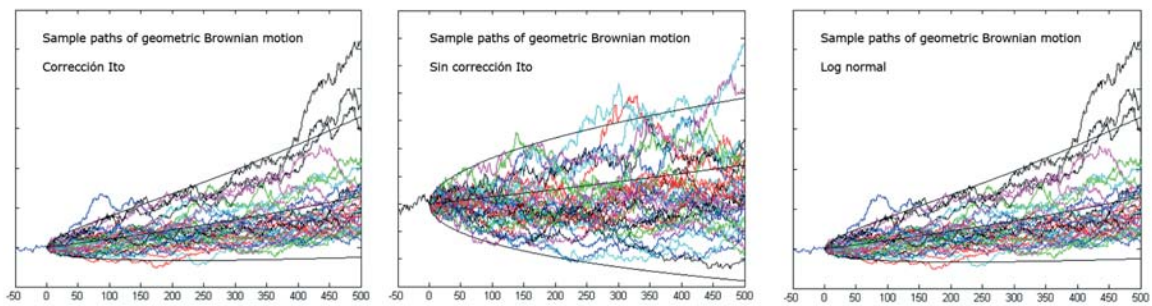
El gráfico "Proceso de reversión a la media", muestra como en algunos casos o bien los precios de las *commodities* o bien sus retornos se caracterizan por "cruzar" periódica y recurrentemente un nivel o precio de equilibrio.

Definición de estrategias comerciales de preciación de contratos de gas y gestión de riesgos

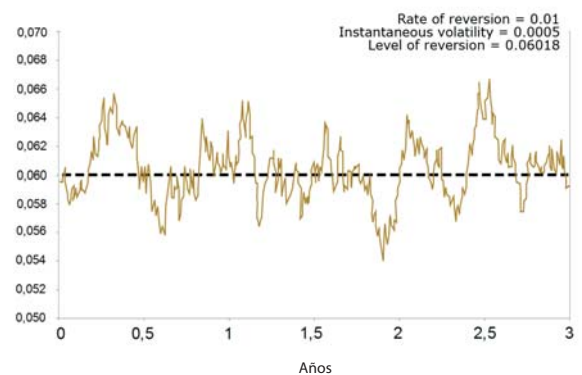
Un elemento clave de la gestión "natural" del riesgo de mercado es la adecuación de las condiciones de venta a las de compra o la definición de "fórmulas de equilibrio" que replican, en las fórmulas de venta, las fórmulas de la cartera de aprovisionamiento.

A grandes rasgos, el mecanismo de construcción de estas fórmulas consiste en:

1. Asignar un conjunto de contratos de aprovisionamiento a una cartera de comercialización.
2. Identificar a partir de la parte de la cartera de comercialización comprometida, las posiciones abiertas resultantes de la compra y la venta conocidas.
3. Confeccionar una fórmula de venta para el gas de la cartera de comercialización no comprometida cuya indexación equilibre la posición abierta al riesgo.



Proceso de reversión a la media



Fuente: *Algorithmics: Algo Scenario Engine Concepts Guide*

4. Establecer el margen esperado de la comercialización mediante la inclusión de términos fijos denominados en la moneda de la compañía. De esta forma se obtiene una fórmula de precio de venta que mitiga el riesgo de mercado de la compraventa y establece un margen libre de riesgo.

Las "cestas" de aprovisionamiento y comercialización permiten sintetizar la estructura de compras y ventas procedente de múltiples contratos cuya traza física no es posible de realizar (el origen del gas natural, una vez inyectado en la red de transporte y distribución, no es trazable en tanto que no hay una asignación directa de contratos de compra y venta). Las cestas permiten establecer gases por origen a sus segmentos de clientes lo que constituye un elemento básico de control de costes y rendimientos pero también de gestión del riesgo. Esta asignación permite trazar económicamente el resultado de la venta de determinados componentes de la cesta de gas por origen y destino.

En el caso de que el destino del gas tenga un uso relacionado con la generación eléctrica es recomendable de cara a la gestión de los riesgos la indexación de las fórmulas de precio del gas al de la electricidad (por ejemplo el *pool* eléctrico en el caso de España).

Más allá de esta "gestión mediante fórmula" del riesgo de precio, las estrategias habituales de cobertura del riesgo de mercado se basan en el uso de derivados, principalmente *forward* o futuros, *swaps* y opciones.

Los *forwards* y futuros son compras y ventas a plazo mediante las cuales se puede compensar el desequilibrio existente en una cartera de contratos en la que cantidades compradas a precios variables son vendidas a precio fijo y viceversa, con el consiguiente riesgo en el margen del negocio.

Los *swaps* son intercambios de cantidades de *commodity* bajo diferentes precios. Estos instrumentos permiten compensar riesgos de base derivados de diferencias en la indexación de los precios de compra y venta.

Finalmente, las opciones funcionan como "seguros" que establecen precios mínimos y máximos a pagar por la *commodity* a cambio de una prima.



Planificación y gestión financiera

La planificación y gestión de la liquidez ha pasado a ocupar un lugar prioritario en la gestión financiera dadas las restricciones existentes en el mercado financiero. La capacidad de previsión y, por tanto, de realizar una planificación financiera precisa y eficiente son además elementos básicos en la gestión y defensa del *rating* crediticio de la compañía.

La modelización del margen financiero, coherente con el margen operativo, permite cuantificar el impacto financiero de las distintas actuaciones del negocio y de los movimientos de los principales factores de riesgo financiero (fundamentalmente el tipo de interés y tipo de cambio, pero también el diferencial o *spread* crediticio de las contrapartidas de cada operación y de la propia compañía, los precios de las acciones, los valores de índices o cualquier otra variable de tipo financiera).

El margen financiero de las compañías de energía, y de gas en particular, es consecuencia fundamentalmente de la utilización de productos financieros para la financiación de las actividades, la optimización de la liquidez estructural o coyuntural y la gestión de las inversiones y del riesgo de mercado:

- ▶ **Gestión de la deuda** destinada a la financiación de la construcción de infraestructuras de transporte, licuefacción, regasificación, generación, etc. tanto bajo modelos con recurso (endeudamiento tradicional) o sin recurso (financiación de proyectos de ingeniería a través de *project finance*) así como a la posible financiación de otros elementos como el circulante y otros activos intangibles.
- ▶ **Gestión de la tesorería** orientada a la optimización de los excedentes o déficits de liquidez .
- ▶ **Gestión de las inversiones** tanto de participaciones en sociedades filiales (denominadas en divisa funcional distinta de la divisa de la compañía) como de otros activos financieros.

- ▶ **Gestión de riesgos** dedicada a la cobertura del margen operativo o financiero o de otras partidas con instrumentos financieros derivados (futuro, *forwards*, *swaps*, opciones, etc.).

Por otro lado es necesario considerar que, los factores de riesgo financiero también influyen (y en ocasiones de forma muy notable) en el margen operativo descrito en el apartado anterior. El margen operativo puede verse afectado por factores financieros en las siguientes ocasiones:

- ▶ La existencia de compromisos comerciales de cobro o pago denominados en divisa distinta a la divisa funcional de la compañía (i.e. circulante comercial denominado en divisa).
- ▶ La existencia de contratos cuyas fórmulas de precio generen flujos operativos indexados a tipos de interés o índices similares como IPP, IPC, PIB u otros (como por ejemplo componentes tarifarios o costes de operación de *time charters*).
- ▶ La existencia de contratos cuyas fórmulas de precio generen flujos de caja en una moneda distinta de la funcional de la compañía.
- ▶ La existencia de contratos o actividades de negocio en las que el tipo de cambio interviene como una variable implícita. Flujos de caja operativos denominados en la divisa funcional de la compañía en los que el importe del flujo depende de la evolución de otras divisas (bien por la inclusión en la fórmula de preciación del tipo de cambio de forma directa o bien por la inclusión de precios de *commodities* que cotizan en otras divisas).
- ▶ La tenencia de activos productivos en moneda distinta a la divisa de la compañía (p.e. inventarios de materias primas cuya valoración depende del precio de las *commodities* que cotizan en divisas distintas a la divisa funcional de la compañía).

Horizontes de gestión de la liquidez

Horizonte de gestión	Objetivos	Liquidez operativa	Liquidez inversiones/ desinversiones	Liquidez financiera
Liquidez a corto plazo	Optimizar el rendimiento de las inversiones financieras y el uso de líneas de liquidez de corto plazo, con coste mínimo en comisiones bancarias o quebrantos por cancelaciones anticipadas. Gestionar eficientemente las operaciones en divisa.	En el corto y muy corto plazo, el peso recae de forma proporcional a las 3 tipologías, ya que se deben controlar todas las salidas y entradas de caja que se vayan a producir, independientemente de su naturaleza.		
Liquidez a medio plazo (1 año)	Controlar el cumplimiento de estructura financiera objetivo. Anticipar necesidades de financiación, posibilidad de amortización anticipada de deuda o existencia de excedentes a colocar. Hacer seguimiento de presupuestos y planes de inversión y contraste de planes de eficiencia y de reducciones de coste.	En el medio plazo, los flujos asociados a previsiones financieras son más sencillos de estimar mientras que las previsiones operativas y de inversiones parten de una información presupuestaria que necesita un proceso de seguimiento continuo con los negocios.		
Liquidez a largo plazo	Optimizar el acceso al mercado financiero y controlar la estructura financiera objetivo a largo plazo. Adecuar la estructura financiera y las inversiones al plan estratégico y a los objetivos de solvencia de la compañía.	En el largo plazo se necesita: <ul style="list-style-type: none"> - Una estimación de generación o destrucción de caja de cada negocio en los próximos años. - Un plan estratégico y de inversiones. - Un seguimiento de la estructura financiera objetivo y control del plan de renovación de operaciones. 		

Para la **modelización del margen financiero** es necesario el tratamiento de su cartera de productos financieros (y de contratos de negocio en los que exista algún factor de riesgo financiero), lo que requiere las siguientes actuaciones:

- ▶ **Identificar la información más relevante** de cada operación financiera (tipología de productos, condiciones asociadas a la formación de sus flujos de caja –divisa, índices a los que se encuentra indexada la operación, periodos de composición, periodicidades de pago/cobro, etc.- opcionalidad, método de contabilización, etc.).
- ▶ **Descomponer cada operación en sus flujos de caja asociados.** Este proceso, que es relativamente sencillo en la operativa clásica de financiación o inversión, puede llegar a ser complejo cuando la cartera financiera incluye productos exóticos complejos o con alta carga de opcionalidad y que requiere de la aplicación de técnicas de simulación.
- ▶ **Realizar la traslación de los flujos de caja a conceptos de resultado financiero,** lo que conlleva la realización de ajustes como la identificación de flujos de caja que no constituyen resultado contable y viceversa. Este paso posibilita tanto la obtención del perfil de flujos de caja de la cartera de operaciones financieras (para la realización de análisis de liquidez) como la estimación del resultado contable asociado a dicha cartera.
- ▶ **Ajustar el horizonte de análisis del margen financiero al horizonte de análisis del margen operativo.** Es habitual encontrar flujos operativos o de negocio a medio o largo plazo (debido por ejemplo a la existencia de contratos en firme de aprovisionamiento a periodos de varios años) y disponer de previsiones financieras (o de instrumentos financieros) con un horizonte temporal inferior. En estos casos es de suma importancia el establecimiento de hipótesis de comportamiento de la cartera financiera de la compañía¹⁸. Este proceso es en sí mismo un proceso de adecuación del plan financiero al plan de negocio de la compañía.

¹⁸ Las hipótesis de renovación de operaciones financieras pueden realizarse con distintos grados de sofisticación que van desde la repetición de cada operación a su vencimiento con sus mismas condiciones hasta la implantación de algoritmos de optimización que en el vencimiento de cada operación busquen su renovación a través de otra operación con unas condiciones tales que consigan hacer que la cartera global tenga determinadas características (composición en divisa, estructura de vencimientos, proporción fijo/variable, etc.).

Identificadas y modelizadas las posiciones existentes en la cartera que explican el margen financiero es necesario introducir los supuestos de comportamiento y renovación de éstas en la medida en que tanto por el vencimiento natural de la cartera actual como por las necesidades de financiación que surjan de la modelización del margen operativo, las posiciones financieras deben ser renovadas. Posteriormente se realizarían las simulaciones de los factores de riesgo estableciendo lógicamente horizontes de gestión acordes con la actividad del negocio.

La proyección de la cartera financiera y de los contratos de negocio permite ya aplicar medidas estocásticas o deterministas de riesgo que permitan entender la variabilidad o volatilidad del margen de negocio (en términos de flujo de caja o en términos de resultado contable) y de su valor.

La proyección de la cartera financiera obtenida de esta forma permite realizar análisis prospectivos de la situación financiera de la compañía tanto en términos de solvencia como de liquidez y en distintos escenarios y condiciones de mercado. Esta influencia permite:

- ▶ Planificar el acceso a los mercados financieros en los momentos más convenientes.
- ▶ Optimizar la gestión de las inversiones accediendo a las mejores condiciones de plazo y rentabilidad.
- ▶ Evaluar la sensibilidad de la estructura financiera a las variables de negocio y a las variables financieras y definir mecanismos de actuación para mitigar esta sensibilidad.
- ▶ Asegurar el cumplimiento de compromisos de estructura financiera y de liquidez mínima con inversiones, agencias de *rating* y otros grupos de interés.
- ▶ Planificar la gestión de la solvencia y del *rating*.

Métricas comunes de riesgo de mercado	
Métrica	Observaciones
Posición (sensibilidad o delta)	Representa la posición física equivalente expuesta a riesgo de precio. Matemáticamente representa la variación del valor de una cartera ante variaciones unitarias de los precios de las <i>commodities</i> subyacentes. Esta métrica permite la cobertura de la exposición a riesgo de precio de forma agregada al determinar una cantidad (p.e. barriles de crudo Brent) de <i>commodity</i> cuya variación de valor es equivalente a la de la cartera física ante movimientos de la cotización de la <i>commodity</i> .
VaR (<i>Value at Risk</i>)	Es una medida bajo un enfoque de valor. Permite anticipar la posible depreciación de activos en un horizonte determinado y con un nivel de confianza asociado. Es una medida que recoge todos los flujos esperados de una operación y su posible variación de valor a un determinado horizonte temporal. Este horizonte se deriva por tanto del tiempo necesario para el cierre de las posiciones abiertas a riesgo en una cartera o venta de activos.
CFaR (<i>Cash Flow at Risk</i>)	Es una medida bajo un enfoque de margen. Permite anticipar la posible depreciación del flujo de caja financiero u operativo en un horizonte determinado y con un nivel de confianza asociado. En caso de que los flujos de caja estén indexados a factores de riesgo que presenten decalajes temporales la medida recoge el efecto de movimientos adversos en el momento de formación del flujo.
EaR (<i>Earnings at Risk</i>)	Es una medida bajo un enfoque de resultado. Esta medida es similar al CFaR en tanto que representa el riesgo de variación del resultado contable y toma en consideración intervalos temporales limitados y permite establecer, con un determinado nivel de confianza, la posible variación del resultado contable de la actividad (financiero y operativo).

Control y gestión activa de los riesgos

En el desarrollo de su actividad las empresas energéticas afrontan numerosos riesgos propios del mercado, de la regulación o de la actividad que llevan a cabo. Estos riesgos introducen variabilidad en el margen operativo y financiero de la compañía y en el valor de la misma.

A los riesgos de mercado (*commodity* y financiero) mencionados en el ámbito de la planificación operativa y financiera expuesta anteriormente, cabe añadir otros múltiples riesgos a los que se exponen las compañías con actividad en el negocio del gas (riesgo de negocio, riesgo tecnológico, riesgo regulatorio, riesgo de crédito, riesgo político, riesgo geofísico o de exploración, riesgo operacional y reputacional, etc.).

A continuación se desarrolla el riesgo de crédito y el de rescisión unilateral de condiciones de contractuales (variante del riesgo operacional).

Riesgo de crédito

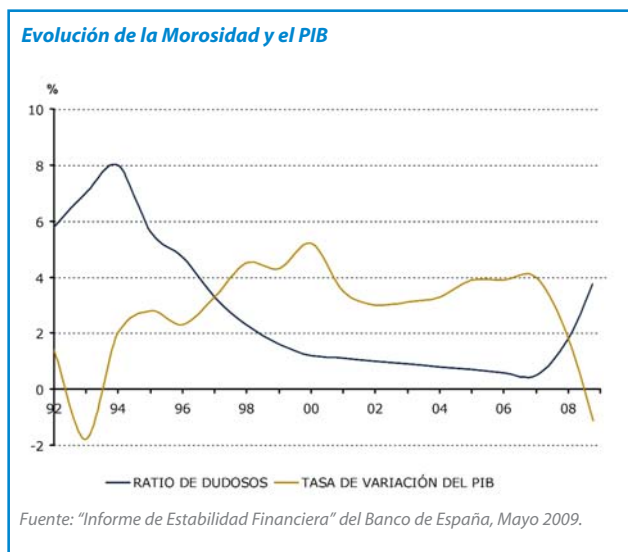
El riesgo de crédito (probabilidad de incurrir en pérdidas por incapacidad de la contraparte de atender a sus obligaciones contractuales -incumplimiento-) tiene una especial relevancia en el actual escenario económico caracterizado por un repunte notable de la morosidad en todos los sectores económicos. En general el riesgo de crédito en una compañía gasista tiene su origen en varios ámbitos de su actividad:

- ▶ Operaciones comerciales con clientes: derechos de cobros por suministro de bienes y servicios. El riesgo de crédito en la industria deriva de la propia actividad de suministro del gas natural y de GNL a través de las transacciones comerciales con clientes y con otros operadores.
- ▶ Inversiones “dedicadas” o activos inmovilizados. En la actividad de gas y GNL se requieren en muchos casos

inversiones “dedicadas”, denominadas así por su asignación exclusiva a un cliente. Son una fuente notable de riesgo de crédito en la medida que su valor como activo depende en parte o en su totalidad de la capacidad de dicho cliente de generar flujos de caja futuros positivos y por tanto de la solvencia de la contraparte. La industria del gas, y eléctrica en general, presenta abundantes ejemplos de estas infraestructuras (red de suministro específica, instalaciones, sistemas de almacenamiento cercanos al consumo, centrales de cogeneración y otros).

- ▶ Inversiones y operaciones financieras: participaciones, inversiones temporales, activos financieros en general y productos derivados de cobertura o especulativos así como financiaciones estructuradas y sus coberturas de riesgo asociadas. La exposición de las operaciones de derivados viene dada por el posible valor de mercado MtM positivo de las mismas hasta su vencimiento y por el posible incumplimiento en la liquidación.
- ▶ Operaciones de negocio, operaciones físicas o financieras derivadas de:
 - La actividad de *trading* de *commodities*.
 - La compra/venta de electricidad, gas y *commodity* con operadores mayoristas (que también presenta un potencial riesgo de contraparte¹⁹).

Dentro del riesgo de operaciones financieras y de negocio puede establecerse una particularización del denominado riesgo de contraparte que engloba la actividad que genera riesgo de crédito y que se desarrolla en mercados mayoristas. Este riesgo se ha incrementado notablemente como consecuencia del deterioro general de la solvencia mayoristas financieras y no financieras de las contrapartes y está siendo objeto de múltiples iniciativas de gestión por parte de la industria.



¹⁹ Los contratos de negocio pueden presentar riesgo de crédito similar a las operaciones financieras por un posible MtM positivo en caso de existir incumplimiento de la contraparte o directamente por una rescisión unilateral del contrato cuando las condiciones establecidas son favorables. Generalmente, motivos geopolíticos, regulatorios y macroeconómicos del país inciden en la probabilidad de incumplimiento de estos contratos. Es importante destacar que un desequilibrio entre el valor de mercado del producto objeto del contrato y el valor reconocido por el contrato (mediante las fórmulas de pago) aumenta la probabilidad de incumplimiento. En el caso de contratos de suministro de gas, el suministrador se puede ver tentado a buscar un destino alternativo al producto o la propia comercialización del mismo.

Tipos de riesgo de contraparte:

Ámbito	Origen	Tipo
Financiero	Tesorería y gestión de liquidez. Financiación.	Inversiones y operaciones de activo. Operaciones de derivados financieros por el posible valor positivo.
Negocio	Centro de gestión de la energía, aprovisionamientos, unidades de trading.	Operaciones de derivados de commodities. Operaciones de compra/venta de gas, GNL, electricidad, CO2 u otros subyacentes energéticos ²⁰ .

Medición del riesgo de crédito

La medición del riesgo de crédito puede realizarse con diferentes enfoques, desde los más sencillos basados en la exposición e indicadores de concentración (sectoriales, geográficos,...) hasta otros más sofisticados que permiten obtener pérdidas esperadas, capital económico y rentabilidad ajustada al riesgo.

La disponibilidad de modelos de calificación de contrapartes y de medición del riesgo de crédito y su soporte tecnológico permite apoyar tanto a la alta dirección, como a las unidades de negocio en la gestión de los procesos de contratación y mantenimiento de carteras.

Modelo de gestión

El modelo de gestión debe partir de la definición del apetito al riesgo de crédito o, lo que es equivalente, de las pérdidas tolerables por el Grupo por este concepto (dado un nivel de confianza).

Una vez definido el apetito al riesgo y la metodología a aplicar se debe proceder a:

- ▶ instrumentar un proceso de fijación de límites de riesgo de crédito por contraparte basado en la capacidad de pago y la solvencia de la misma y que pueda tener en consideración otros aspectos como la rentabilidad comercial de la operación o del cliente.
- ▶ medir periódicamente el riesgo incurrido por contraparte y por unidad de negocio de acuerdo a la metodología seleccionada.
- ▶ diseñar controles tanto en el proceso de la concesión (chequeo de límite), como en el seguimiento periódico de consumo (informes de crédito por contraparte y unidad de negocio). Todo consumo conlleva un coste en términos de Pérdida Esperada (PE) que puede ser considerado como un elemento adicional de coste para los negocios.

Parámetros básicos de la medición del riesgo de crédito:

Parámetro	Concepto	Observaciones
Probabilidad de incumplimiento o <i>Probability of Default</i> (PD)	Es la probabilidad de incumplimiento por parte de la contrapartida de las obligaciones contractuales.	Es habitual identificar incumplimiento con retraso en el pago de un número de días predefinido (i.e. 60, 90 días, etc.). Puede obtenerse por modelos <i>mark to market</i> , estadísticos o las calificaciones de agencias externas acreditadas (S&P, Moody's y Fitch).
Exposición en el momento del incumplimiento o <i>Exposure at Default</i> (EAD)	Exposición que se puede llegar a tener con una contrapartida en el momento del incumplimiento.	En riesgo de contraparte queda determinado por el principal y los intereses de las inversiones en el caso de productos de tipo patrimonial. En derivados por el valor de mercado positivo.
Severidad o pérdida dado el incumplimiento o <i>Loss Given Default</i> (LGD)	Es el porcentaje de pérdida que finalmente se produce dado el incumplimiento.	Incluye las cantidades recuperadas y los costes del proceso recuperatorio así como los retrasos en la recuperación.

²⁰En el ámbito de las operaciones de negocio, tales como grandes contratos de aprovisionamiento de gas, es necesario distinguir un riesgo operativo (relativo al incumplimiento de las condiciones del contrato por "voluntad" de la contraparte –riesgo de reapertura o renegociación– adecuadamente contempladas en los clausulados de estos contratos) respecto al riesgo de contraparte estrictamente hablando (asociado más que a la "voluntad" de cumplir el contrato a la "incapacidad" de hacerlo por razones de solvencia). Este último es el riesgo de contraparte al cual hacemos referencia en este documento.



El modelo de gestión de riesgo de crédito debe permitir actuar en procesos críticos:

- ▶ **Admisión.** Análisis de solvencia de la contraparte de forma previa para la toma de una decisión sobre el suministro y sobre los límites de éste. Este proceso debe realizarse con información procedente de varias fuentes internas y externas y debe completarse en un corto espacio de tiempo para asegurar un ágil proceso de venta.
- ▶ **Seguimiento,** cuyo principal objetivo consiste en anticipar la posible degradación de la calidad crediticia del cliente, que permita a la organización acelerar la gestión, mejorar su posición ante un eventual impagado y considerarlo en las futuras admisiones o renovaciones del riesgo.
- ▶ **Recobro** orientado a optimizar la recuperación de impagados y actualmente en el punto de mira de muchas organizaciones, dado que los elevados recorridos de mejora se traducen en mejoras de rentabilidad de impacto directo en la cuenta de resultados.

Riesgo de rescisión unilateral de contratos (Riesgo operacional)

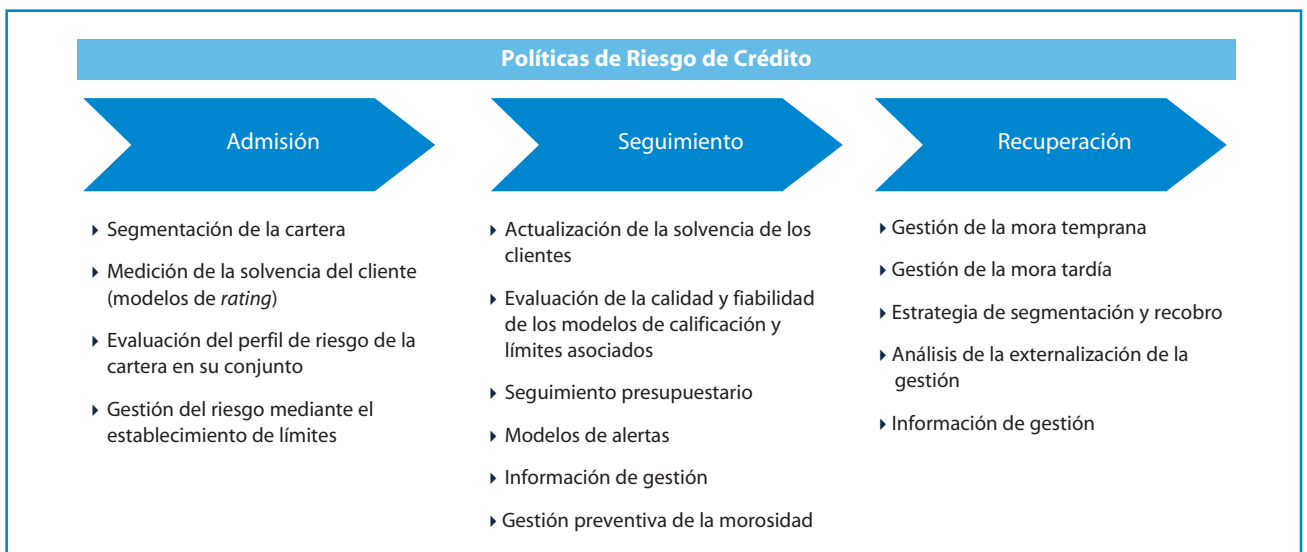
Las definiciones de riesgo operacional varían entre visiones amplias que entienden por riesgo operacional todo aquello que no pueda ser considerado riesgo de negocio (riesgo de volumen, riesgo regulatorio, riesgo de calidad de los productos, etc.), riesgo de crédito, o riesgo de mercado (riesgos financieros y de *commodities*); y otras visiones más restrictivas que entienden que lo definen como el riesgo de pérdidas resultado de procesos internos inadecuados y/o erróneos, personas, sistemas o sucesos externos.

Un caso particular del riesgo operacional en ámbito de proyectos y contratos de Exploración y Producción (E&P) y de GNL es el riesgo de incumplimiento de contratos, entendido como la rescisión unilateral de un contrato o la ruptura de las condiciones establecidas en el mismo por una de las partes sin el acuerdo del resto de implicados. Es necesario no obstante recalcar que estos contratos contemplan habitualmente condiciones de reapertura (*re-open*) o posibilidad de modificar las condiciones económicas del contrato cuando estas son muy adversas para alguna de las partes o están muy alejadas de las condiciones actuales del mercado. Igualmente contemplan condiciones de rescisión por fuerza mayor o situaciones aceptadas por ambas partes que eximen de forma legítima del cumplimiento del contrato.

Los proyectos de E&P contemplan la exploración, evaluación, desarrollo y producción de reservas y la posterior depuración y licuefacción del gas y son de carácter muy intensivo en capital, con fuertes inversiones iniciales cuyo retorno es muy sensible a las variaciones de los precios de venta del crudo/gas. El reparto tipo de la inversión es aproximadamente de un 20% para explorar y evaluar, un 30% para desarrollo y el restante 50% para producción.

Adicionalmente a esta elevada inversión inicial, presentan un periodo de maduración largo que se sitúa en torno a los 5-10 años antes de iniciarse la generación de ingresos. Por tanto existe un largo periodo de tiempo en el que se está realizando una elevada inversión sin obtener retornos.

Por este motivo el marco regulatorio y fiscal de cada país, el bloque exploratorio y la concesión de producción en el que se desarrolla cada proyecto de E&P tiene un papel decisivo en la rentabilidad de este sector.



Para mitigar el esfuerzo inversor, estos proyectos se abordan a través de alianzas con otras compañías y con los estados propietarios de las reservas bajo distintos modelos de relación. En todos los casos el contratista asume el riesgo exploratorio y aporta el capital, equipo, asistencia técnica y personal necesario para llevar a cabo la exploración y producción de hidrocarburos.

Modelo de relación	Concepto
Concesión (<i>License Agreement</i>)	La compañía adquiere el derecho sobre el 100% de la producción y paga impuesto sobre la renta y <i>royalties</i> o regalías.
Reparto de producción (PSC, <i>Production Sharing Contract</i>)	El producto se reparte entre la compañía y el estado propietario de los derechos.
Contrato de Servicios (<i>Risk-Bearing Service Agreement</i>)	Se presta un servicio de dirección operativa pero el producto extraído pertenece al estado que concede una opción de compra a precios favorables.

En el caso de los contratos de GNL su asociación a E&P los convierte también en contratos a largo plazo.

Tanto las alianzas con otras compañías como los propios acuerdos de compraventa están sujetos a la posible rescisión unilateral del contrato por parte de la contraparte por diversas causas:

- ▶ **Aspectos geopolíticos y regulatorios** tales como tensiones en las relaciones internacionales o el marco legal y fiscal.

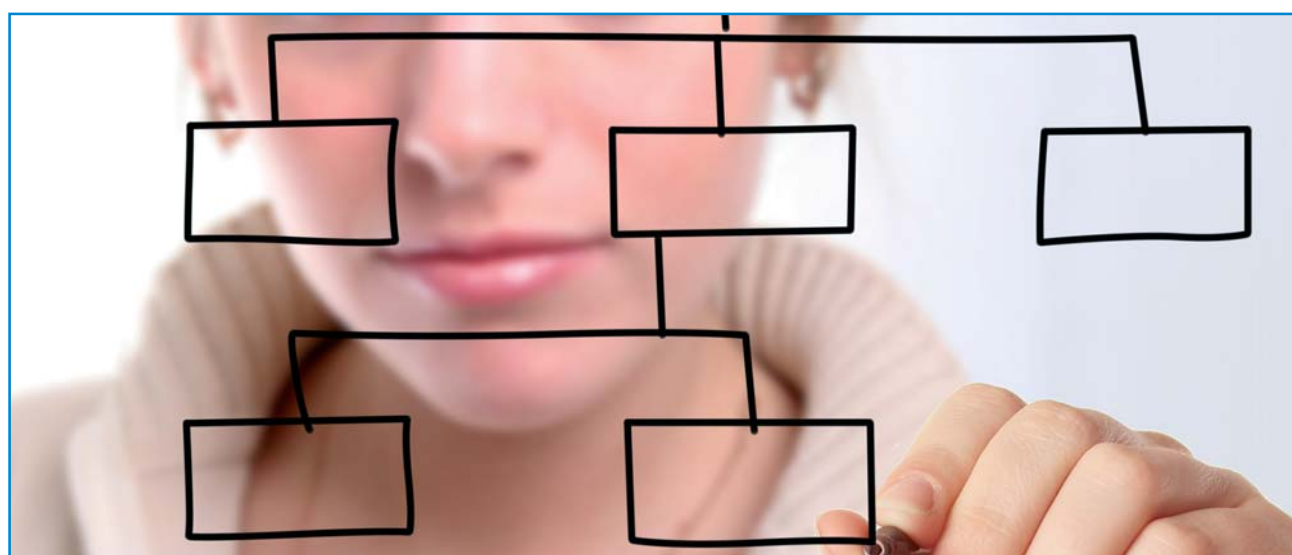
- ▶ **Aspectos relativos al suministro** como tensiones de oferta y demanda para consumo interno que pueden ocasionar restricciones a la salida del producto (obligar el suministro al mercado interno) o de las divisas generadas por éste.
- ▶ **Aspectos macroeconómicos del país** o la contraparte. Dificultades del país o contraparte vinculadas a la coyuntura macroeconómica.
- ▶ **Condiciones de mercado.** Cambio de las condiciones de mercado del producto objeto del contrato en la medida en que las vigentes en mercado se alejen de las pactadas en el mismo.

La rescisión unilateral y la reapertura pueden tener dos efectos importantes:

- ▶ Pueden condicionar la recuperación de la inversión inicial.
- ▶ Pueden limitar la captura de beneficios de contratos de compraventa de GNL en la medida que supongan la pérdida del diferencial equivalente entre el valor del contrato original y su valor de mercado.

No obstante, este quebranto económico puede verse reducido cuando existe:

- ▶ Un mercado líquido que posibilite la sustitución del bien (colocación o adquisición de gas objeto del contrato rescindido).
- ▶ Un mercado con amplitud y profundidad que limite el impacto en precio que puede tener un incremento de oferta o demanda del producto.



Metodológicamente²¹, el tratamiento del riesgo de rescisión unilateral o reapertura en contratos puede ser asimilable al tratamiento de riesgo de crédito. La probabilidad de incumplimiento no será sin embargo consecuencia de la solvencia financiera de la contraparte sino de la combinación de variables políticas, de mercado y económicas que desencadenarán el evento. En concreto:

- ▶ Variables geopolíticas, regulatorias, macroeconómicas y relativas al suministro (p.e., el deterioro del índice de riesgo país aumenta la probabilidad de rescisión unilateral del contrato).
- ▶ Variables de mercado. Un desequilibrio entre el valor de mercado del producto objeto del contrato y el valor reconocido por el contrato (mediante las fórmulas de pago) aumenta la probabilidad de incumplimiento. En el caso de contratos de suministro de gas, el suministrador se puede ver tentado a buscar un destino alternativo al producto o la propia comercialización del mismo.

La exposición contractual viene determinada, en el caso de contratos de aprovisionamiento de GN o GNL, por el valor de sustitución del contrato. La severidad, por último, dependerá del grado de recuperación de la exposición que normalmente

vendrá definida por las resoluciones de compensación que puedan determinar los tribunales o por las penalizaciones que pueda determinar el contrato en el caso de finalización anticipada (*early finishing*).

La gestión de este riesgo afecta sobre todo a la estrategia de aprovisionamiento o venta de la compañía de tal forma que es una consecuencia del modelo y la estrategia de negocio. No obstante las cláusulas de penalización comentadas anteriormente contribuyen a disminuir su severidad de igual forma que la diversificación de contraparte contribuye a reducir el impacto de las rescisiones.

El seguimiento sistemático de este riesgo permite anticipar los eventos de rescisión ante indicadores objetivos (deterioro de las relaciones comerciales, desviación del valor de mercado del contrato, deterioro de la calidad de la contraparte y otros) que permitan definir mecanismos de contingencia ante el evento de riesgo y estimar los efectos económicos del cambio de las condiciones de aprovisionamiento.

²¹ Desde el punto de vista metodológico se puede considerar la entrada en un proyecto/contrato como la venta de una opción a la contraparte: la opción de rescindir unilateralmente el compromiso contractual en un momento dado de la vida del contrato.

La valoración de la opción permite establecer un ranking de contratos expuestos a incumplimiento, cuya opción tiene mas valor.

Para contratos de compraventa y flete de GNL la valoración de la opción es análoga a la valoración de un arbitraje donde un gas se cambia de destino y es sustituido con otro cuyo sobrecoste no supera los mejores ingresos por el cambio de destino.



Soporte tecnológico de la planificación operativa, la gestión financiera y la gestión de riesgos.

La implementación práctica de la modelización del margen operativo y financiero y la medición del riesgo, introducen demandas tecnológicas de tipo especialista que, sin embargo, en muchos casos se basan en información existente en los sistemas ERP o transaccionales. Estos requerimientos especialistas han dado lugar a que aparezcan soluciones de

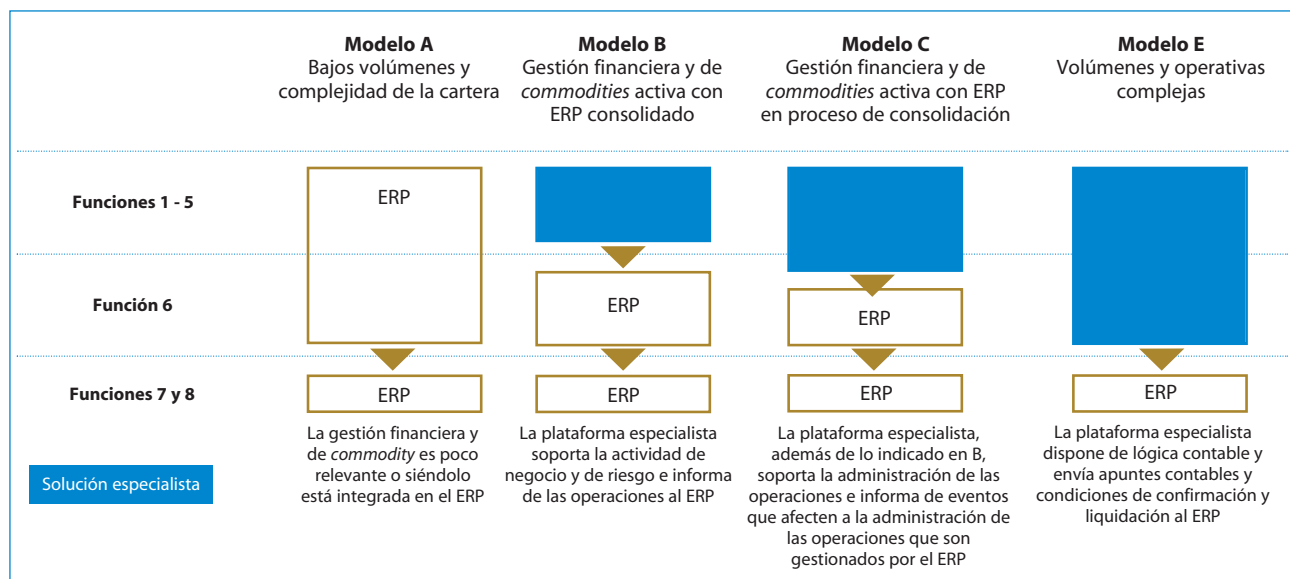
mercado de *front, middle, back* y riesgos²² o a que las compañías desarrollen soluciones *in house* o, en algunas ocasiones, adaptaciones de los propios ERP's.

La especialización de las soluciones requerida junto a la necesidad de integración y uso de información general de la compañía exige la convivencia de los sistemas especialistas con los sistemas ERP. Las funciones propias de la planificación operativa, la gestión financiera y la gestión de riesgos se resumen ejecutivamente en la tabla adjunta:

Funciones/ Componente tecnológico	Funcionalidad
1. Planificación	Simulación de operaciones financieras y de negocio y proyección de éstas en el tiempo en términos de flujos de caja y de resultado contable. Control de integridad de la información y de la variabilidad y precisión de las previsiones.
2. Gestión de datos de Mercado	Captura, filtro y distribución de datos de mercado. Elaboración de datos de mercado secundarios derivados de otros.
3. Front Office	Contratación: procesos de negociación y formalización de operaciones. Pricing, gestión de la posición, contratación y captura, valoración MtM y simulaciones pre-deal.
4. Middle Office	Cálculo de resultados de gestión (y contables). Análisis de la posición y gestión de las coberturas.
5. Riesgos	Cálculo de posiciones, medidas de riesgo deterministas y estocásticas de crédito y mercado.
6. Back Office	Administración y gestión de las operaciones (confirmación, liquidación y gestión de su ciclo de vida).
7. Contabilidad	Aplicación de reglas contables multicriterio.
8. Reporting	Cuadros de mando directivos e informes de posición, resultados, valor y riesgos. Reporting retrospectivo y prospectivo (con operaciones simuladas).

Las anteriores funciones se distribuyen entre sistemas especialistas o ERPs de acuerdo a distintos modelos generalmente dependientes del volumen y complejidad de la actividad.

Modelos de integración de soluciones especialistas y ERPs por volumen y complejidad de la actividad:



²² *Front, middle, back* y riesgos entendidos como las funciones de contratación, de medición de resultados, de administración de las operaciones y de control de su riesgo respectivamente según terminología acuñada en las entidades financieras pero ya de amplia utilización en el entorno de las corporaciones.

Gestión de costes y eficiencia comercial y operativa

El mantenimiento o incremento del margen del negocio requiere, en cualquier entorno económico pero más aún en circunstancias económicas adversas, una gestión activa de la eficiencia. Esta gestión contempla tanto el diseño y ejecución de programas de gestión de costes e ingresos como la implantación de una cultura y modelo de gobierno orientado a la reducción de costes. En muchos casos es recomendable la creación de una unidad organizativa (temporal o permanente) que vele por el seguimiento de las políticas y planes de acción definidos.

Tradicionalmente las organizaciones han afrontado programas de reducción de gastos generales acompañados en algunos casos de contención de nuevas inversiones y de los costes directos de la actividad del negocio. Estos programas suelen estar basados en la aplicación sistemática de metodologías de análisis de razonabilidad a los gastos y su comparación con otras áreas o compañías de referencia. La capacidad de captura de grandes oportunidades presenta, no obstante, algunas limitaciones en función de la situación de partida de cada compañía.

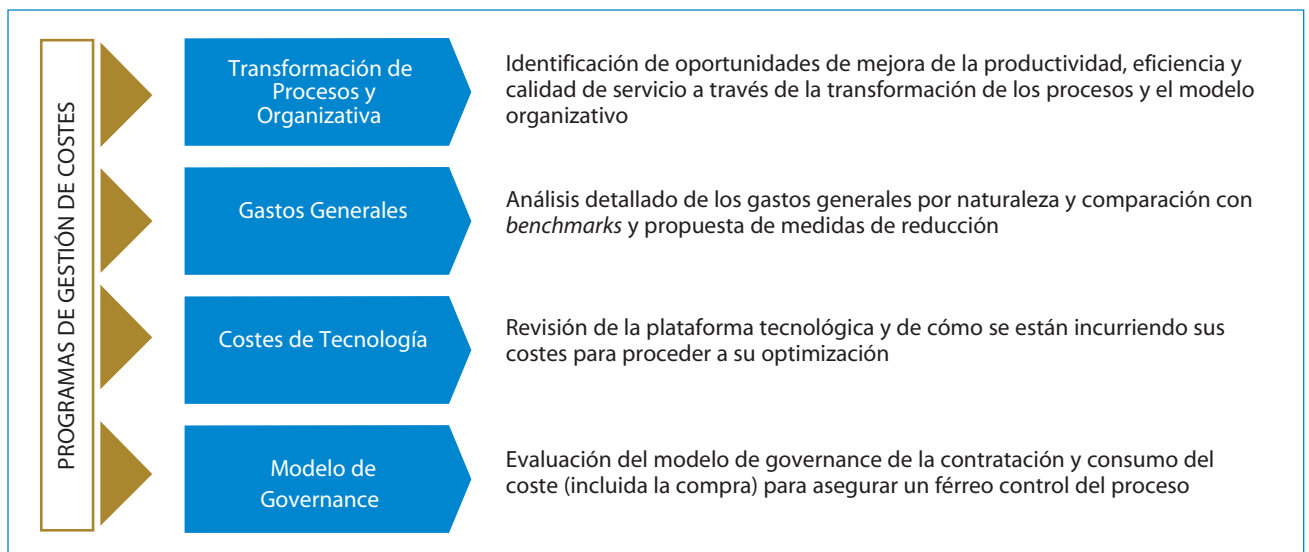
Los **programas de gestión de costes** deben, a las revisiones de gastos generales y a la evaluación del modelo de gobierno de la gestión del coste, incorporar también otras actuaciones que pueden presentar un mayor recorrido de mejora y que pudieran resumirse en:

- ▶ Transformación de procesos y organizativa: orientada a la identificación de oportunidades de mejora de la productividad, eficiencia y calidad de servicio a través de la redefinición de los procesos y el modelo organizativo. Estos programas presentan en general una identificación de sinergias en recursos de áreas centrales o corporativas que pueden superar los dos dígitos porcentuales y suelen suponer además mejoras significativas de calidad de servicio.

La transformación de procesos requiere en primer lugar mapear la estructura organizativa y recursos de la compañía en sus procesos principales y obtener una serie de indicadores (KPIs) que permitan comparar procesos homogéneos dentro de diferentes áreas o países en lo que se considera un *benchmark* interno. Asimismo, se persigue establecer comparativas homogéneas con los principales competidores (*benchmark* externo). Para poder realizar esta comparación es necesario que la metodología asegure la homogeneidad en la comparación (p.e. por razones del nivel de descentralización o externalización de los procesos).

Los análisis de procesos permiten identificar la existencia de una diferencia relativa de recursos empleados en procesos similares frente a compañías/áreas de referencia (*benchmarks*), la existencia de duplicidades en funciones o la posibilidad de mejora de los procesos a través de su automatización o rediseño.

- ▶ Revisión del modelo tecnológico y de sus costes asociados: en la medida en que la tecnología es una de las grandes áreas inversoras y gestoras del gasto de una compañía. Además de la revisión de la eficiencia del modelo de prestación de servicio, la revisión de la plataforma tecnológica y de sus costes de operación y mantenimiento pueden abrir numerosas vías de optimización.



El rediseño del modelo tecnológico debe permitir diferenciar las actividades relacionadas con la gestión tecnológica en razón de su valor añadido y de la necesidad de conocimiento especializado e interno de la compañía. Esta distinción permite segmentar la cadena de valor de la función y aplicar fórmulas de especialización en el servicio que llevan aparejadas mejoras de eficiencia. Estas mejoras se obtienen en la medida en que los trabajos más commoditizados y estándares que no requieran un conocimiento específico de la industria pueden ser externalizados y “deslocalizados” a empresas/países en los que la especialización y los menores costes supongan una ventaja competitiva. Estas prácticas requieren no obstante un elevado nivel de estandarización en los procesos de desarrollo así como mecanismos de control que permitan anticipar potenciales problemas de calidad y costes en el proceso.

Estos programas se pueden complementar con otros **programas de gestión de ingresos:**

- ▶ Mejora táctica de ingresos de tal forma que se identifiquen, definan e implanten un conjunto de medidas que den lugar a un incremento recurrente del margen operativo sin impactar la estrategia comercial. Estos programas consiguen generalmente mejoras de los márgenes financieros y operacionales.

- ▶ Mejora de la productividad comercial a través de un análisis segmentado de los procesos comerciales actuales para identificar medidas de liberación de tiempo comercial en perfiles ejecutivos (obtener “más tiempo comercial”) y de mejora de la sistemática comercial (“optimizar la productividad del tiempo disponible”).

Estos programas consiguen generalmente mejoras muy notables en la dedicación comercial al reducir, transferir o eliminar las tareas administrativas o de otro tipo así como en la productividad de este tiempo comercial (incremento de contactos comerciales por ejecutivo y el nivel de eficacia cedido a través de captación, vinculación y/o retención de clientes).

Se entiende que una organización está orientada hacia la eficiencia cuando sus gestores incorporan en su escala de valores ante una decisión incrementar al máximo la productividad de sus actuaciones, no sólo del lado de la reducción de costes sino también del rendimiento de las mismas.

Generar esta orientación en la compañía en un entorno como el actual resulta crítico más aún cuando los años recientes se han caracterizado por un crecimiento sostenido en el que la pujanza del negocio ha focalizado los esfuerzos de la Dirección en la generación de ingresos en detrimento de en la gestión de costes.



Fuentes de Gráficas

AIE:	Agencia Internacional de la Energía (en inglés, <i>International Energy Agency</i> o IEA). Asociación internacional creada por la OCDE que busca coordinar las políticas energéticas de sus estados miembros.
EIA:	<i>Energy Information Administration</i> . Agencia estadística del departamento de energía de EE.UU.
REE:	Red Eléctrica de España. Empresa española dedicada en exclusividad al transporte de electricidad y a la operación de sistemas eléctricos.
CNE:	Comisión Nacional de la Energía. Ente regulador español de los sistemas energéticos.
FMI:	Fondo Monetario Internacional (en inglés, <i>International Monetary Fund</i> o IMF).
EUROSTAT:	Oficina europea de estadística.
Enagas:	Empresa dedicada al transporte, regasificación y almacenamiento de gas natural en España. Además, es el Gestor Técnico del Sistema Gasista español.

Glosario

BBL:	Barril o unidad de volumen de petróleo que equivale a 159 litros.
BCM:	Unidad de medida del gas que corresponde a mil millones de metros cúbicos.
Biocombustibles:	Tipo de combustible que deriva de la biomasa. Los más comunes son el biodiesel y el bioetanol.
Biomasa:	Materia orgánica utilizable como fuente de energía, origen de los llamados biocombustibles.
BTU:	<i>British Thermal Unit</i> . Unidad de energía inglesa usada principalmente en EE.UU. y que equivale a 1.055 julios.
Carry-Forward:	Clausulado de los contratos de compraventa de gas natural según el cual es posible posponer consumos a periodos posteriores según las necesidades del comprador. Este consumo pendiente deberá ser satisfecho en un plazo dado.
CCGT:	Ciclo Combinado de Turbina de Gas, siglas en inglés de <i>Combined Cycle Gas Turbine</i> . Conjunto de máquinas, entre las que destacan una turbina de gas y otra de vapor, empleadas en la obtención de electricidad mediante el aprovechamiento del calor generado previamente por la combustión de combustible.
CFaR:	<i>Cash Flow at Risk</i> . Medida de riesgo que representa la máxima variación que el flujo de caja esperado puede sufrir debido a movimientos adversos de los factores de riesgo a lo largo de un determinado horizonte temporal y con un determinado intervalo de confianza.
CIF:	<i>Cost, Insurance and Freight</i> . Norma sobre condiciones de entrega en la que el vendedor se hace cargo de los costes de transporte para traer la mercancía al puerto de destino. El riesgo es transferido al comprador en el momento en que la mercancía pasa el rail del barco.
CMP:	Coste de la Materia Prima para el mercado a tarifa del gas natural en España, en posición CIF.
COA:	Es un contrato especial y complejo de fletamento, que algunos denominan de "transporte con fletamento incluido". Es este se establecen claramente los fletes y demás costos de la operación marítima, al igual que los riesgos, la duración del contrato, los viajes a efectuarse, los puertos y las obligaciones de las partes.
Cogeneración:	Técnica mediante la cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil, aumentando los niveles de eficiencia energética.
Delivery-or-Pay:	Clausulado de los contratos de compraventa de gas natural según el cual, en caso de no producirse la entrega de unas cantidades mínimas de producto, el vendedor deberá afrontar los costes de reposición del producto o algún tipo de penalización económica.
Demanda en barras de central:	Energía inyectada en la red procedente de las centrales de régimen ordinario, régimen especial y del saldo de los intercambios internacionales. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo habría que detraer las pérdidas originadas en la red de transporte y distribución.
E&P:	Exploración y producción (<i>upstream</i>), que constituye la primera parte de la cadena de valor en la industria <i>oil&gas</i> .
EAD:	<i>Exposure At Default</i> . Pérdida máxima que se puede llegar a tener en una contrapartida en el momento de incumplimiento.
Energía hidráulica:	Energía que se obtiene del aprovechamiento de los recursos hidráulicos, principalmente de saltos de agua.
Energía Primaria:	Energía que se encuentra directamente en la naturaleza y puede ser aprovechada como formas secundarias de energía.
ERP:	<i>Enterprise Resource Planning</i> . Sistemas de gestión de información que integran y automatizan muchas de las prácticas de negocio asociadas con los aspectos operativos o productivos de la empresa, eliminando complejas conexiones entre sistemas de distintos proveedores.
Factor de recuperación:	Relación entre la producción prevista de petróleo en un yacimiento dado y su volumen original.
Floor:	Clausulado que establece un nivel mínimo de precio para un contrato de compraventa cuya fórmula de precio es variable dependiendo de índices o <i>commodities</i> .
Gasificación:	Proceso termoquímico en el que un sustrato carbonoso como el carbón es transformado en un gas combustible. El aprovechamiento energético de este gas puede realizarse por combustión directa en calderas o en sistemas de combustión indirecta, como en turbinas de gas, motores de combustión interna o en pilas de combustible.
GNL:	Gas Natural Licuado. Gas natural enfriado a temperaturas inferiores a 160°C para facilitar su transporte y almacenamiento como líquido. Se compone predominantemente de metano y puede contener cantidades mínimas de etano, propano, nitrógeno u otros componentes que normalmente se encuentran en el gas natural.
GWh:	Gigavatio Hora. Unidad de energía que equivale a la desarrollada por una potencia de 1 gigavatio durante una hora.
Henry Hub:	Mercado <i>spot</i> y de futuros de gas natural de EE.UU. Muchos intermediarios de gas natural emplean el HH como su punto de entrega física del contrato o su precio de comparación para sus transacciones <i>spot</i> de gas natural.
Hub:	Punto de intercambio de gas natural. Zona geográfica en la que la confluencia de redes de transporte y distribución permite la compraventa de gas y la aparición de un mercado de oferta y demanda.

Intensidad energética:	Energía necesaria para producir una unidad de PIB.
IPC:	Medida estadística de la evolución de los precios de los bienes y servicios que consume la población residente en viviendas familiares.
IPi:	Índice de Producción Industrial. Indicador coyuntural que mide la evolución mensual de la actividad productiva de las ramas industriales, excluida la construcción. Mide la evolución conjunta de la cantidad y de la calidad, eliminando la influencia de los precios.
IPP:	Índice de Precios Productor. Índice que mide las variaciones en el precio de bienes intermedios, es decir, bienes y servicios que se utilizan para la producción de otros bienes.
JCC:	<i>Japanese Crude Cocktail</i> . Índice empleado en los mercados Asiáticos para la preciación de contratos de gas natural compuesto de una cesta de cotizaciones de crudos negociados en esta región.
KPI:	<i>Key Performance Indicator</i> .
LGD:	<i>Loss Given Default</i> . Porcentaje de pérdida que finalmente se produce en el incumplimiento.
Licuefacción:	Proceso en el que se transforma un gas en un líquido. Este proceso, en el caso del GN, facilita enormemente su transporte.
Make-Up:	Clausulado de los contratos de compraventa de gas natural según el cual es posible anticipar consumos a periodos cercanos en el tiempo según las necesidades del comprador. Este exceso de consumo deberá ser compensado en un plazo dado.
Mercado liberalizado:	Mercado libre de energía en el que, desde el 1 de enero de 2003, los consumidores pueden adquirir suministro libremente a través de una empresa comercializadora o acudiendo directamente al mercado de producción.
MIBEL:	Mercado Ibérico de Electricidad, resultado de la integración de los mercados español y portugués en marzo del año 2007.
Movimiento Browniano Geométrico:	Proceso estocástico que representa el comportamiento de una variable aleatoria cuyos retornos logarítmicos (logaritmo natural del ratio de variación de la variable entre periodos consecutivos) siguen una distribución normal. Este proceso es empleado habitualmente en la modelización del comportamiento de las <i>commodities</i> .
MtM:	<i>Mark to Market</i> . Valor de mercado de instrumentos financieros (activos, pasivos o derivados) y/o activos físicos.
NBP:	<i>National Balancing Point</i> . Precio del gas en el mercado <i>spot</i> del Reino Unido.
NIIF:	Normas Internacionales de Información Financiera, también conocidas como IFRS (<i>International Financial Reporting Standard</i>).
Nordpool:	Mercado eléctrico común para Noruega, Suecia, Dinamarca y Finlandia.
OCDE:	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico. Organización de cooperación internacional que coordina políticas económicas y sociales de sus 30 estados miembros.
off-shore:	En el mar, fuera de la costa.
OPEP:	Organización de Países Exportadores de Petróleo. Organismo intergubernamental que coordina las políticas de producción de petróleo de sus países miembros, con el fin de estabilizar el mercado internacional de los hidrocarburos.
Park&Loan:	Se refiere al almacenamiento del gas para su utilización posterior (<i>parking</i>) y la toma de gas (<i>loaning</i>) para evitar su compra a un precio instantáneo. Diseñado como un servicio de compensación, los clientes ahorran dinero mediante su utilización en los momentos que están fuera de balance con la línea de conducción. Además, los clientes pueden aprovechar las fluctuaciones de precios coyunturales.
PD:	<i>Probability of Default</i> . Probabilidad de incumplimiento, entendiendo como éste el incumplimiento por parte de de la contrapartida en sus obligaciones contractuales.
PIB:	Producto Interior Bruto. Valor monetario total de la producción corriente de bienes y servicios de un país durante un período (normalmente es un trimestre o un año).
Process-or-Pay:	Clausulado de los contratos de regasificación según el cual, en caso de no producirse el procesamiento de unas cantidades mínimas de GNL, el comprador del servicio de regasificación deberá afrontar igualmente los costes correspondientes a la cantidad mínima a procesar o bien afrontar algún tipo de penalización económica.
Rating:	Clasificación que se le otorga a una determinada empresa o persona en función de su solvencia.
REE:	Red Eléctrica de España. Empresa española dedicada en exclusividad al transporte de electricidad y a la operación de sistemas eléctricos.
Reversión a la media:	Característica de determinados procesos aleatorios consistente en la vuelta de forma periódica de la variable a un determinado nivel de equilibrio. La tasa de reversión, o inversamente el periodo de reversión, determinará la frecuencia con la que el proceso cruza el nivel de equilibrio.
Ship-or-Pay:	Clausulado de los contratos de alquiler de transporte por gasoducto según el cual, en caso de no producirse el transporte de unas cantidades mínimas de GNL, el comprador del servicio de capacidad de transporte deberá afrontar igualmente los costes correspondientes a la cantidad mínima a transportar o bien afrontar algún tipo de penalización económica.
Spread crediticio:	Diferencial de tasa de interés aplicable a una contraparte respecto a la tasa libre de riesgo.
Take-or-Pay:	Clausulado de los contratos de compraventa de gas natural según el cual, en caso de no producirse el consumo de unas cantidades mínimas de producto, el comprador deberá afrontar igualmente los costes correspondientes a la cantidad mínima o bien afrontar algún tipo de penalización económica.
Tarifa regulada:	Tarifa vigente hasta el 1 de julio de 2009 por la que los consumidores de baja tensión pueden adquirir energía a través de los distribuidores a unas tarifas integrales publicadas en el Boletín Oficial del Estado con precios actualizados mediante Orden Ministerial.
Time Charters:	Contrato de fletamento por el cual una parte, denominada fletante, pone a disposición de la otra, llamada fletador, un buque determinado, obligándose por cierto periodo de tiempo a realizar uno o más viajes, mediante el pago de un precio denominado flete.
TTF:	<i>Title Transfer Facility</i> . Precio del gas en el mercado <i>spot</i> de Holanda.
TUR:	Tarifa de Último Recurso. Precio máximo y mínimo que podrán cobrar las comercializadoras de último recurso a los consumidores con derecho a acogerse a esta tarifa (consumidores de baja tensión cuya potencia contratada sea menor de 10 kW). Es una tarifa única para toda España y establecida por Orden Ministerial.
VaR:	<i>Value at Risk</i> . Medida de riesgo que representa la máxima pérdida que se puede experimentar por un movimiento adverso de los factores de riesgo a lo largo de un determinado horizonte temporal y con un determinado intervalo de confianza.



**Nuestro objetivo es
superar las
expectativas de
nuestros clientes
convirtiéndonos en
socios de confianza**

Management Solutions es una firma internacional de servicios de consultoría centrada en el asesoramiento de negocio, riesgos, finanzas, organización y procesos, tanto en sus componentes funcionales como en la implantación de sus tecnologías relacionadas.

Con un equipo multidisciplinar (funcionales, matemáticos, técnicos, etc.) de más de 800 profesionales, Management Solutions desarrolla su actividad a través de 13 oficinas (7 en Europa y 6 en América).

Para dar cobertura a las necesidades de sus clientes, Management Solutions tiene estructuradas sus prácticas por industrias (Entidades Financieras, Energía y Telecomunicaciones) y por líneas de actividad (FCRC, RBC, NT) que agrupan una amplia gama de competencias -Estrategia, Gestión Comercial y Marketing, Organización y Procesos, Gestión y Control de Riesgos, Información de Gestión y Financiera, y Tecnologías Aplicadas-.

En la industria energética Management Solutions presta servicios profesionales a todo tipo de compañías -eléctricas, mineras, petroleras y de gas- y a entidades financieras en sus servicios financieros relativos a *commodities* o actividades de energía. Estos servicios se prestan tanto en organizaciones multinacionales como en las de carácter nacional o regional.

Ignacio Layo

Socio de Management Solutions
ignacio.layo@msspain.com

David Coca

Socio de Management Solutions
david.coca@msspain.com

Jesús Martínez

Supervisor de Management Solutions
jesus.martinez.gimenez@msspain.com

Management Solutions

Tel. +(34) 91 183 08 00
Fax. +(34) 91 183 09 00
www.msspain.com

Diseño y Maquetación
Dpto. Marketing y Comunicación
Management Solutions - España

© **Management Solutions. 2009**
Todos los derechos reservados

www.msspain.com

Madrid, Barcelona, Bilbao, Londres, Frankfurt, Milán, Lisboa, Nueva York, San Juan de Puerto Rico, México DF, Sao Paulo, Buenos Aires, Santiago de Chile