Carta del presidente y del director general 01

Carta del Presidente y del Director General

En el ejercicio de 2009, hay que resaltar en la vida interna de AOP el relevo de la Junta Directiva al expirar su mandato estatutario. Tras cuatro años cesó como Presidente D. Dominique de Riberolles. Durante su presidencia, ha sabido mantener la unidad y aglutinar las opiniones de todos los miembros a la hora de defender los intereses comunes. Igualmente, cesaron los tres Vicepresidentes, D. Pedro Fernández Frial, D. Emilio Estrada y D. Juan Martín Alcobendas. Todos los miembros de la Junta Directiva entrante quieren hacer constar el agradecimiento a Dominique y al resto por su dedicación, esfuerzo y buen hacer durante el tiempo que han estado al frente de la Asociación, en el que AOP colaboró estrechamente con las Administraciones Públicas, con el Poder Legislativo, con los medios de comunicación y con múltiples instituciones para trasmitir de forma responsable y transparente nuestras opiniones en los distintos aspectos que afectan a nuestro negocio. La Junta Directiva y el Secretariado de AOP les desean a todos ellos lo mejor para su futuro personal y profesional.

La nueva Junta Directiva elegida decidió por unanimidad continuar con la tradicional rotación y nombrar a un Presidente de una de las asociadas que no hubiera ocupado el mandato en los últimos años. La nueva Junta afronta con ilusión los numerosos retos a los que se enfrenta y su objetivo es tratar de elevar el prestigio de AOP y mantener la profesionalidad en todas sus actuaciones.

Con respecto a los acontecimientos en nuestro sector, el ejercicio se caracterizó por la crisis económica iniciada el año anterior que ha impactado en toda la actividad económica en general, y en la demanda de petróleo y derivados en particular. Segundo año consecutivo de caída de la demanda de petróleo a nivel mundial. Este descenso de la demanda afectó directamente a los precios del barril y, frente a los precios récords que se alcanzaron en el ejercicio anterior, en 2009 el precio medio del Brent fue un 37 % inferior, situándose en 62 $/barril. Hay que resaltar que a lo largo del ejercicio el precio del barril de petróleo estuvo cotizando entre 70 y 80 dólares, lo que ha supuesto una inusual y positiva estabilidad en un mercado que se caracteriza por su alta volatilidad. Es probable que hasta que la demanda no dé síntomas de una verdadera recuperación se seguirán viendo precios relativamente estables. Por el lado de la demanda, la caída se produjo en los países industrializados, los países emergentes son los que sostuvieron el consumo. La pérdida de actividad industrial es muy preocupante en Europa, y en España en mayor medida, si cabe. En 2009 el consumo mundial de petróleo cayó cerca de un 2%, en España cayó un 5,7 % el consumo de productos petrolíferos.

Por el lado de la oferta, hay que resaltar la disciplina de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) al retirar del mercado 4 millones de sobreoferta de petróleo. Este recorte ha impulsado el crecimiento de la capacidad ociosa de producción de petróleo que ha sobrepasado los 4 millones de barriles día por primera vez en 7 años, contribuyendo con ello a la estabilidad del mercado y de los precios.

En España, el sector industrial y de transporte profesional dio preocupantes signos de debilidad, la caída de consumo de gasóleo y de queroseno de aviación fueron exponentes de la crisis industrial y del sector turismo.

Este descenso tan acusado del consumo tuvo como consecuencia la caída de la utilización de las refinerías en todo el mundo. En España, concretamente, fue el año pasado cuando se reflejo esa perdida de actividad. Otra consecuencia ha sido la caída de los márgenes de refino hasta unos niveles que dañaron la rentabilidad del negocio. En este entorno de extrema debilidad, preocupo enormemente que las autoridades europeas persistieran en aumentar los objetivos de reducción de las emisiones de CO2 de forma unilateral. Aumentar el objetivo del 20 al 30 % para el año 2020, a la vista de la falta de compromiso de otras importantes regiones y países, sería exponer a toda la industria europea directamente a su desaparición. Tal opción sería insostenible para la Unión Europea.

Álvaro Mazarrasa - Alfredo Barrios

A pesar de este entorno, las compañías petrolíferas españolas siguieron apostando por el futuro y están realizando un importante programa inversor, de más de 6.000 millones de euros, entre 2008-2011 para adaptar sus instalaciones a la producción de combustibles limpios para el transporte, impulsar el uso de biocarburantes, mejorar la eficiencia energética en el proceso de producción o reducir de manera significativa el creciente déficit de destilados medios, fundamentalmente gasóleos, en España. Es significativo el impacto de dichas inversiones en la creación de empleo en los sectores de las ingenierías, de los bienes de equipo, de instaladoras en estos momentos de perdida de empleo generalizados. El sector ha pedido en varias ocasiones una mayor sensibilidad y atención de las Administraciones Públicas hacía la compleja problemática a la que nos enfrentamos. El sector petrolero sigue siendo, y lo seguirá en los próximos años, un sector estratégico para la economía española.

Los combustibles fósiles seguirán contribuyendo a las cubrir las necesidades energéticas del mundo y representarán más de las tres cuartas partes del incremento general de la utilización de energía entre 2007 y 2030. En este escenario, la industria petrolera española está haciendo un importante esfuerzo en iniciativas que fomenten la diversificación y el ahorro energético, así como con la búsqueda de alternativas a los combustibles fósiles como es la incorporación de biocombustibles. Concretamente, en el ejercicio 2009, el objetivo alcanzado en la gasolina ha sido del 2,49%, y en el caso de los gasóleos el 3,64%, en ambos casos frente a una obligación mínima del 2,5%, lo que corrobora las dificultades logísticas para la introducción del bioetanol con respecto al biodiesel, que AOP puso de manifiesto en su día. Con respecto al objetivo global se ha incorporado el 3,41% sobre el total de carburantes de automoción, superando ligeramente el objetivo. Se lograron alcanzar los exigentes objetivos de mezcla aún a pesar de las dificultades que conllevaron las especificaciones en vigor y las limitaciones del parque de vehículos a utilizar biocarburantes más allá de unos determinados porcentajes sin poner en peligro la integridad de los motores para no perjudicar a los consumidores. AOP siempre ha alertado a las Administraciones de lo indispensable que es tener en cuenta la compatibilidad de los biocarburantes con el parque de vehículos existente a la hora de fijar objetivos obligatorios de mezcla, no creando falsas expectativas que pongan en riesgo la calidad de los productos aptos para los motores de los vehículos. El sector ha adaptado sus procesos, logística, aprovisionamiento, y comercialización para hacer una incorporación eficiente de los biocarburantes.

En AOP seguimos comprometidos en defender los intereses de las asociadas de un forma rigurosa y transparente, tratando con ello de aportar valor a la Sociedad, en general, y colaborando con los poderes públicos para que la legislación que nos afecta sea lo más eficiente posible.

Alfredo Barrios
Presidente

D. Álvaro Mazarrasa
Director General

Acontecimientos en 2009 02

Acontecimientos en 2009

2.1 / EL SISTEMA ECONÓMICO

2.1.1 / Visión Internacional

En el 2009 la economía mundial experimentó una recesión como consecuencia de la crisis financiera que comenzó en los años anteriores. Dicha situación afectó primero a los países en desarrollo, sobre todo por el gran descenso de la actividad industrial, los programas de inversión, la demanda de bienes de consumo duradero y la reducción de inventarios.

Además, a esto se suma la bajada de las exportaciones, de los precios de los productos básicos y flujos de capital, lo que provocó que se extendiera aún más esta situación. Según las estimaciones realizadas por el Banco Mundial en los países en desarrollo, el crecimiento descendió un 1,2% en 2009 frente al 5,6% de 2008. Aún así, la principal dificultad en el crecimiento global proviene de los países desarrollados, cuyas economías se han contraído un 3,3% en 2009.

Por otro lado, el PIB mundial llegó a descender un 1,3% en el primer trimestre de 2009 para pasar a crecer nuevamente un 0,6% en el segundo trimestre de 2009 gracias a la recuperación de las economías emergentes. En términos interanuales la economía mundial ha pasado de registrar crecimientos por encima del 5% en 2007 al 3% en 2008 y a descender un 2,2% en la primera mitad de 2009.

Asimismo, la bajada de los precios de los productos básicos durante el 2009 y la desaceleración en la economía mundial provocaron una fuerte caída en la inflación general. No obstante la inflación básica ha permanecido relativamente estable en los países desarrollados; mientras que en los países en vías de desarrollo llegó a un máximo de 15,4% a mediados de 2008, pero en octubre de 2009 fue de 1,2%.

El comercio mundial fue otra variable de la economía severamente afectada por la crisis. El valor del mismo se desplomó un 31% entre agosto de 2008 y marzo de 2009, cuando alcanzó su nivel más bajo. En términos de volumen, la caída fue menor; si bien en marzo de 2009 era un 21% menor, a partir de entonces se ha ido recuperando.

Sin embargo, en el segundo trimestre de 2009 la economía mundial mostró un crecimiento positivo y en el tercer trimestre importantes áreas económicas como Estados Unidos o la UE27 han ido reactivándose. El comercio mundial se recuperó, con un crecimiento medio mensual del 0,9% en el período de febrero a septiembre de 2009 y la producción industrial ha encadenado 6 meses consecutivos de incrementos desde abril a septiembre de 2009, también con un promedio del 0,9% mensual.

2.1.2 / Panorama Español

La economía española entró en recesión con posterioridad al resto de las economías desarrolladas, sufriendo su mayor deterioro en el primer trimestre de 2009, ralentizán-

dose en los meses posteriores y observándose un descenso del 0,3% en el tercer trimestre de ese año.

En términos interanuales, el producto interior bruto (PIB) ha pasado de crecer un 3,6% en el 2007 a descender un 4% en el tercer trimestre de 2009, como consecuencia de una fuerte contracción de la demanda nacional. España, como el resto de países, ha sufrido las consecuencias de la crisis económica internacional. Tras 15 años de crecimiento ininterrumpido, el periodo de expansión más largo de la historia reciente de la economía española, la actividad se contrajo en el último trimestre del año 2009 por el agravamiento de la crisis financiera, lo que llevó al PIB a precipitar su caída hasta un 0,8% interanual.

Esta situación ha tenido en España un impacto especialmente negativo sobre el empleo. El sector de la construcción y el elevado endeudamiento de empresas y familias en un momento de restricción crediticia internacional, supusieron una pérdida de 900.000 empleos en este sector y representa más de la mitad de la pérdida de puestos de trabajo desde finales de 2007. Este ajuste sectorial ha situado la tasa de paro en el 17,9%, una de las más elevadas en la Unión Europea.

Los precios de consumo han caído un 0,3% en media anual, debido fundamentalmente a la reducción de los precios del petróleo y materias primas en general. El índice general de precios industriales registró en octubre una caída interanual del 4,2%, menos acusada que en los meses anteriores como consecuencia de los precios de la energía y en menor medida por los precios de los bienes intermedios. En cambio, los precios de producción de los bienes de equipo y de los bienes de consumo mantuvieron tasas de variación muy cercanas a cero.

Las exportaciones de bienes han vuelto a registrar incrementos en el segundo y tercer trimestre de 2009. Por otro lado, las importaciones descendieron en mayor medida que las exportaciones, aunque volvieron a incrementarse en el tercer trimestre de 2009.

Por otro lado, la intensa contracción del consumo conllevó a una reducción del gasto en los hogares, lo que sin duda ha contribuido a la desaceleración del PIB.

2.2 / EL SECTOR PETROLERO

2.2.1 / Mercado Internacional

El 2009 se produjo una fuerte caída en la demanda mundial de energía debido fundamentalmente a la crisis financiera internacional y a la aparición de nuevos centros de producción, situados en el Lejano y Próximo Oriente.

La demanda mundial de petróleo disminuyó casi un 3% durante el último trimestre de 2008 y el primero de 2009, consecuencia de la reducción de la actividad económica y la conservación y sustitución inducidas hacia otras fuentes energéticas, en respuesta a los altos precios petroleros.

Durante este año el precio del barril de petróleo mantuvo una tendencia ligeramente alcista durante el primer trimestre, situándose la cotización media alrededor de los 44,33 $/barril, debido al incremento de las tensiones geopolíticas en Oriente Medio, el conflicto energético entre Rusia y Ucrania y el anuncio de la Reserva Federal de EE.UU. del plan de compra de activos devaluados del sistema financiero. Durante el segundo trimestre esta tendencia continuó por las tensiones geopolíticas en Nigeria y el descenso de los niveles de inventarios. En el tercer trimestre el valor del crudo siguió incrementándose, situándose en 68,15 $/barril, ante una contracción de la economía estadounidense inferior a la esperada, la revisión de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) de su previsión de demanda de crudo para 2009 y 2010 y la disminución de los niveles de stocks. En el último periodo del año se situó alrededor de los 60,37 $/barril, un 37,7% por debajo de los datos registrados en 2008.

Teniendo en cuenta la crisis económica, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) ha rebajado su previsión de la demanda de petróleo en 2009 con respecto al año anterior un 1,5%, situándose en 84,9 mb/d. Desde el punto de vista de la producción, esta institución, dependiente de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), informó de un aumento del suministro de 270.000 barriles diarios en diciembre, hasta 86,2 mb/d, debido al incremento de la producción. La demanda en países no pertenecientes a la OCDE también disminuyó en el primer trimestre de 2009, pero se ha incrementado y se proyecta que reanude su tasa tendencial de crecimiento en 2010.

Ante la caída de la demanda mundial, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) redujo su producción en casi 4 mb/d con el fin de mantener los precios alrededor de 75 dólares por barril. Tras esta decisión, la capacidad excedentaria de la OPEP se ha elevado a unos 6.5 millones de barriles diarios. Además, los inventarios de petróleo que ya estaban extraídos y de productos petrolíferos se mantuvieron muy altos.

A finales del año se produjo un cambio de tendencia y se volvieron a registrar datos positivos por el incremento del consumo causado por las bajas temperaturas de este invierno, los primeros indicios de la reactivación de la economía y el leve ascenso de la demanda general de todos los sectores industriales.

2.2.2 / Mercado Nacional

El consumo de productos petrolíferos en España en 2009 fue de 68.430 kilotoneladas (kt), la cifra más baja registrada desde el año 2000, lo que supone un descenso del 5,7% respecto a 2008 según datos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (Cores).

Los productos más afectados fueron los querosenos, que experimentaron una disminución en el consumo del 8,8% respecto a 2008 debido al descenso del tráfico aéreo, como consecuencia de la caída del turismo. A pesar de ello, los datos de diciembre reflejaron una bajada del consumo de este combustible del 3,2%, una caída sensiblemente inferior a la de los meses previos.

El consumo de gasolina y de gasóleo retrocedió un 4,5% y 5,1%, respectivamente. A pesar de que el consumo de carburantes de automoción siguió cayendo, los precios experimentaron un notable incremento respecto al cierre de 2008.

Además, ha continuado la tendencia de los últimos 15 años respecto al gran desequilibrio que se ha producido en el mercado de automoción con el aumento del transporte de bienes y de personas, así como de la demanda de automóviles diésel, que han supuesto que el 80% del carburante de automoción que se consume actualmente sea gasóleo.

En este sentido y para adaptar la oferta del refino español a la demanda del mercado, las compañías petrolíferas españolas están llevando a cabo un amplio programa inversor en España para el periodo 2008-2011, de más de 6.000 millones de euros, para así contribuir a un uso más racional y eficiente de los crudos que se importan, mejorando la eficiencia y seguridad energética del país.

Las compañías asociadas a AOP están llevando a cabo importantes proyectos de modernización de sus refinerías como BP, que invirtió 304 millones de euros en una planta de coquización retardada (coquer), para convertir el fuelóleo en gasolinas y gasóleos y para obtener coquer, de su refinería de Castellón; Petronor, que realizará una inversión de 810 millones de euros para la construcción de la Unidad de Reducción de Fueloil en Muskiz (Bizkaia); Cepsa, que ha dedicado 1.250 millones de euros en la ampliación de la instalaciones de la Refinería 'La Rábida' de Palos de la Frontera (Huelva); o Repsol, que ha realizado una importante inversión de más de 3.200 millones de euros para ampliar su refinería en Cartagena.

Además, las inversiones también van dirigidas a impulsar el uso de biocombustibles y mejorar la eficiencia energética. Muestra de ello, es la inversión de Saras de 43 millones de euros para una planta de biodiésel en Cartagena o los más de 80 millones de euros que está invirtiendo Cepsa en dos fábricas de biodiésel en Andalucía, como la inaugurada en la Rábida (Huelva).

Estructura y organizacion de AOP

03

Estructura y organización de AOP

OBJETIVOS

El principal objetivo de AOP es la defensa de los intereses generales de sus asociados estableciendo una serie de prioridades en las actuaciones que tienen en cuenta el interés particular de las Compañías y el servicio que la Asociación puede prestar a la sociedad:

- Seguimiento de la legislación petrolera y colaboración con las autoridades competentes de la Administración, dando su opinión en aquellos asuntos que afectan al sector.
- Responsabilidad con el medio ambiente, las condiciones de seguridad e higiene de las instalaciones o puntos de venta y distribución de productos petrolíferos, así como la seguridad de los mismos para los consumidores.
- Organización de encuentros, foros y eventos sobre temas de interés para las compañías asociadas.
- Compromiso de cumplimiento de la normativa española y de la Unión Europea, así como cualquier otra que pueda ser de aplicación en materia de defensa de la competencia.

En este momento forman parte de AOP:
El 31 de diciembre de 2009 ERG PETROLEOS y TAMOIL han dejado de ser socios de AOP.

BP

CEPSA

GALP ENERGÍA

REPSOL

SARAS ENERGÍA

SHELL

ORGANIZACIÓN

AOP está organizada, tal y como recogen sus Estatutos, de acuerdo con principios democráticos y a través de los siguientes órganos de gobierno: la Asamblea General, la Junta Directiva (que planifica la gestión y coordina las Comisiones de Trabajo y Grupos Especiales sobre temas de interés para la Industria) y el Secretariado (encargado de la gestión diaria de la Asociación).

LA JUNTA DIRECTIVA

PRESIDENTE:

D. Alfredo Barrios (1) - BP

VICEPRESIDENTE 1º:

D. César Gallo - REPSOL

VICEPRESIDENTE 2º:

D. Pedro Miró (2)- CEPSA

VICEPRESIDENTE 3º:

D. João Fiadeiro (3)- GALP

VOCALES:

D. José María Pérez Prat - BP

D. Carlo Navarro - CEPSA

D. Aldo Valdecantos - GALP ENERGÍA

Dª. María Isabel Domínguez REPSOL

D. Pascual Olmos (4)- REPSOL

D. Domenico Bruzzone - SARAS ENERGIA

D. Isidoro Gutiérrez - SARAS ENERGIA

D. Javier Ramas - SHELL

(1)Sustituye a Emilio Estrada
desde el 24 de junio de 2009
(2)Sustituye a Dominique de Riberolles
desde el 24 de junio de 2009
(3)Sustituye a Juan Martín Alcobendas
desde el 24 de junio de 2009
(4) Sustituye a Pedro Fernández Frial
desde el 30 de julio de 2009

EL SECRETARIADO

D. Álvaro Mazarrasa
Director General
D. Gonzalo del Castillo
Responsable del Departamento Técnico
y de Medio Ambiente
Dª Inés Cardenal
Responsable de los Departamentos
de Comunicación y Jurídico
Dª Ana Lacasa
Responsable del Departamento de
Estudios Económicos
Dª Ana Alonso
Secretaría
D. Vicente Casas
Apoyo administrativo

LAS COMISIONES Y GRUPOS DE TRABAJO

Las Comisiones y Grupos de Trabajo operativos durante 2009, con sus respectivos presidentes, fueron los siguientes:

• ASUNTOS LEGALES Y PONENCIA FISCAL
Dª. María Isabel Domínguez

• BIOCOMBUSTIBLES y EMS
D. Carlos Navarro

• COMUNICACIÓN
D. José Mª Pérez-Prat

• ESTACIONES DE SERVICIO
D. Aldo Valdecantos

• REFINO
D. César Gallo

Actividad de AOP 04

Actividad de AOP

4.1/ÁREA TÉCNICA Y DE MEDIO AMBIENTE

La Comisión Europea presentó el 10 de enero de 2007 un programa de lucha contra el cambio climático y fomento de energías renovables, conocido como el paquete **20-20-20,** que establece para el año 2020 la obligación de lograr una mejora del **20%** en la eficiencia energética, una reducción del **20%** en la emisión total de gases de efecto invernadero (GEI), ambas respecto a esa fecha y que la cuota de las energías renovables sea del **20%** sobre el consumo final bruto de energía (y del 10% en todos los tipos de transporte).

Como consecuencia de tal decisión, el Parlamento Europeo aprobó en abril de 2009 seis disposiciones de carácter medioambiental de gran calado, destinadas a modificar el panorama industrial de la UE y con una gran repercusión económica y un amplio alcance temporal, que constituyen el llamado "CARE package" (**C**limate **A**ction & **R**enewable **E**nergy o Paquete de Energía y Cambio Climático):

- La Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, "Directiva de Renovables".
- La Directiva 2009/30/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diesel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, "Directiva de calidad de combustibles".

- La Directiva 2009/29/CE, para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (GEI).
- La Directiva 2009/31/CE, relativa al almacenamiento geológico de CO2.
- La Decisión 406/2009/CE, sobre el esfuerzo de los estados miembros para reducir sus emisiones de GEI.
- El Reglamento 443/2009, por el que se establecen niveles de emisiones de CO2 de los turismos nuevos.

Las tres primeras afectan directamente a la Industria Petrolera Europea y española, especialmente a la parte del refino, y de ellas hablaremos más adelante. Por su parte, el Reglamento de emisiones en vehículos, sólo atañe a nuestra industria de manera indirecta, pero importante a la larga, por la considerable reducción de emisiones, y por el consiguiente impacto en el consumo de productos petrolíferos, que impone en los nuevos automóviles.

Otras disposiciones con influencia en nuestro sector que se han puesto en vigor durante 2009 han sido las siguientes:

- La Ley de Responsabilidad Medioambiental, y el Reglamento que la desarrolla.
- La Directiva 2009/126/CE de Recuperación de vapores de gasolina de la Fase 2 durante el repostaje de los vehículos en Estaciones de Servicio.
- La revisión de la Directiva IPPC, ahora denominada Directiva de Emisiones Industriales, que no se aprobará hasta bien entrado 2010, y la puesta al día de los BREF de Refino, o relación de las Mejores Tecnologías Disponibles y niveles de emisión asociados con ellas.
- La revisión de la ITC MI IP 04, que es el reglamento técnico por el que se rige la construcción de las Estaciones de Servicio, que también se cuenta con aprobar en 2010.

4.1.1 / Biocombustibles

Tras la publicación en octubre de 2008 de la *Orden ITC 2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte,* la Comisión Nacional de la Energía (CNE) inició el proceso para su desarrollo. En los planes del Gobierno siempre se contempló que hubiese un año indicativo para poder implantar el sistema con las suficientes garantías para los sujetos obligados y para la entidad certificadora. Sin embargo, el retraso en la publicación de la Orden Ministerial supuso que no existiese un año en el que los objetivos sean indicativos, con la consiguiente inseguridad jurídica.

En enero de 2009 AOP presentó sus observaciones a la *Propuesta de circular de la CNE, por la que se regula la puesta en marcha y gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte,* que fue publicada en el BOE el 24 de marzo. Una vez publicada la Circular, AOP mantuvo una colaboración activa con la CNE para el desarrollo de la misma mediante Instrucciones, analizando todas las implicaciones prácticas de un sistema que ha cambiado radicalmente la distribución de productos petrolíferos en nuestro país.

Si bien la CNE ha estado realizando grandes esfuerzos para que se llevara a cabo el desarrollo de este sistema, hasta el día 17 de septiembre no presentó las *Instrucciones del sistema de certificados de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte* (SICBIOS), que desarrollan la Circular 2/2009, que a su vez desarrollaba la Orden ITC 2877/2008.

Con cada una de estas publicaciones la CNE fue concretando aspectos que la ITC 2877/2008 había dejado abiertos. AOP consideró claramente desfavorable la interpretación que la CNE hizo de la contabilización del bio ETBE.

AOP mantuvo una colaboración activa con la CNE para el desarrollo de la normativa mediante Instrucciones

Al sector le preocupó especialmente el hecho de que esta interpretación se conociese en septiembre, pero afectase a la introducción de biocarburantes desde el 1 de enero de 2009, en una cuestión que es realmente sustancial para los sujetos obligados.

Para contabilizar el bioETBE incorporado, las Instrucciones establecen que sólo se debe computar el contenido energético del etanol contenido en el bio ETBE, a pesar de que la ITC 2877/2008 establece claramente un valor energético diferente para el bioETBE (0,6423 teps/m3) del bioetanol (0,5074). Esta interpretación es, para el sector, claramente contraria a la Orden ya que en ella se reconoce al bioETBE como producto diferenciado del bioetanol y le otorga entidad propia como biocarburante.

Por ello, AOP puso de manifiesto que la redacción de la Orden no deja lugar a la interpretación que hacen las Instrucciones ya que según el Anexo "el contenido energético de biocarburantes…que podrá certificarse para cada tipo de biocarburante se calculará aplicando los contenidos energéticos por unidad de volumen que se indican en la tabla siguiente…". El Anexo establece el método de cálculo del contenido energético de biocarburantes en base al contenido energético del bioETBE y la fracción volumétrica del mismo computable como biocarburante

El impacto de esta nueva interpretación y su carácter retroactivo desde el 1 de enero de 2009 ha sido muy negativo para los sujetos obligados, ya que supone no reconocer el mayor contenido energético del BioETBE, que es un 27% mayor que el del Bioetanol.

Hay que tener en cuenta que la interpretación de la CNE obligaría a tener que incorporar bioetanol adicional sobre los inicialmente previstos por mezcla directa para poder cumplir los objetivos mínimos en 2009 y 2010. En este sentido es preciso señalar que ni el sistema logístico común ni las estaciones de servicio estaban preparados para poder realizar dicha adición de forma generalizada.

A finales de 2009 la preocupación de los operadores petrolíferos aumentó, debido a que a partir del 1 de enero del 2010 se incrementarían los porcentajes de mezcla de biocombustibles exigibles, lo que obligaría a incorporar biocomponentes por encima de los valores que permite la legislación sobre especificaciones vigente. A pesar de los esfuerzos realizados por la Secretaría de Estado de Energía, las nuevas normas técnicas que lo posibiliten no están publicadas.

Por otra parte, existen serias dudas sobre la disponibilidad del parque de vehículos que puede admitir carburantes con los altos porcentajes de biocomponentes requeridos por la nueva obligación.

El sistema logístico común y las estaciones de servicio no están preparados para poder realizar la adición de etanol directo de forma generalizada

Teniendo en cuenta esta situación, AOP manifestó a final de 2009 al Ministerio de Industria, Turismo y

Comercio que tuviese en consideración la peculiar situación en la que se encontrará el sector en los primeros meses del próximo año, en el que estará imposibilitado para incorporar biocomponentes en los porcentajes que exige el marco legal vigente.

Durante los primeros meses de 2010, AOP ha trasladado esta preocupación a la CNE, al IDAE y a la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de los Diputados.

Los Operadores de Productos Petrolíferos españoles tienen el máximo interés por cumplir los objetivos de incorporación de biocarburantes previstos en la legislación española. Las dificultades surgidas en la actualización de las especificaciones en vigor de los carburantes (Real Decreto 61/2006) dificultan gravemente dicho cumplimiento y para resolver este problema AOP propone que la obligación de consumo de biocarburantes de 2010 se ajuste a las posibilidades reales de mezcla o se pueda compensar en próximos ejercicios, así como que la Administración publique de forma urgente el nuevo Real Decreto de calidad de los carburantes.

La incorporación obligatoria comenzó en 2009, los objetivos fijados para 2008 fueron indicativos. Según ha publicado recientemente la CNE, en el ejercicio 2009, el objetivo de biocarburantes alcanzado en la gasolina ha sido del 2,49%, y en el caso de los gasóleos el objetivo alcanzado ha sido del 3,64%, en ambos casos frente a una obligación del 2,5%, lo que corrobora las dificultades logísticas para la introducción del bioetanol con respecto al biodiesel, que AOP puso de manifiesto en su día. Con respecto al objetivo global se ha incorporado el 3,41% sobre el total de carburantes de automoción, superando ligeramente el objetivo (3,4%).

El sector petrolero español está trabajando para cumplir los objetivos de incorporación de biocarburantes previstos en la legislación española

El incremento de los porcentajes de obligación de los carburantes desde enero de 2010 obligaría a los operadores a incorporar biodiesel y bioetanol por encima de los valores que permite la legislación sobre especificaciones vigente en los productos sin etiquetado específico, siendo ello totalmente contradictorio con la política de recomendación de los fabricantes de vehículos que solo admiten productos que cumplan las especificaciones en vigor.

En efecto, el artículo 8.4 del RD 61/2006 establece: *"Para los porcentajes de mezclas de biocarburantes con derivados del petróleo que excedan de los valores límites de un 5 por ciento de esteres metílicos de ácidos grasos (FAME) o de un 5 por ciento de bioetanol, se exigirá la existencia de un etiquetado específico en los puntos de venta"*. Además, el artículo 18 de la Orden Ministerial ITC/2877/2008 señala que en los puntos de venta de estas mezclas superiores al 5% deberán incluirse los siguientes anuncios: *"Antes de utilizar este producto asegúrese de que es apto para su motor"*.

En consecuencia, cumplir la Orden Ministerial ITC/2877/2008 exigiría introducir el etiquetado específico y el anuncio referidos. Sin una manifestación pública

y general de los fabricantes de automóviles en el sentido de que tales mezclas son aptas para su uso por el actual parque de automóviles, el etiquetado y el anuncio normativamente exigidos generaría incertidumbres a los consumidores y, por consiguiente, problemas de comercialización de dichas mezclas. Hasta el momento, los fabricantes de automóviles no sólo no han emitido ese mensaje al público general, sino que en sus recomendaciones a los usuarios, la generalidad de las marcas se manifiestan contrarios o, cuanto menos, reticentes a admitir el uso en sus motores de mezclas con los niveles de biocarburantes que serían necesarios en 2010 para cumplir las exigencias normativas.

La Directiva 2009/30/CE establece la obligación de etiquetado para mezclas de gasolina de más de un 10% de bioetanol y para mezclas de gasoil con más de un 7% de FAME. Como todavía no se ha culminado su trasposición, debido a las dificultades en la actualización del RD 61/2006 mencionadas anteriormente, se han seguido vendiendo en lo que va del año 2010, para evitar este problema del etiquetado y anuncio, mezclas de gasolina y gasóleos inferiores al 5% de biocarburante, por tanto, más lejos aún de los mínimos necesarios para cumplir el objetivo global para el 2010. Esto supone que, desde que se publique el nuevo Real Decreto, para cumplir el objetivo global para 2010, en los meses que resten de este año habría que sobrecargar las mezclas como forma de recuperar los volúmenes de biocarburante no vendidos en estos primeros meses. Esa sobrecarga de biocarburantes obligaría, conforme al futuro Real Decreto, a su etiquetado específico y eventualmente a la incorporación del anuncio referido, lo que conduce, de nuevo, al problema de la aceptación de su uso por los fabricantes de automóviles.

Si los fabricantes de automóviles sólo aceptan, como hasta ahora, el uso de carburantes no sometidos a etiquetado específico, los consumidores no admitirán las mezclas sobrecargadas de biocarburantes colocadas por los operadores petrolíferos en los puntos de venta para poder cumplir la Orden Ministerial ITC/2877/2008 (las ventas extra Red tendrían un efecto marginal como se puede comprobar en los datos oficiales de ventas de CORES). En consecuencia, si los fabricantes de automóviles continúan haciendo impracticable vender en la Red de Estaciones de Servicio con etiquetado especial, sólo quedaría la posibilidad de vender hasta los límites de biocarburantes que el futuro Real Decreto permita comercializar sin etiquetado específico, haciendo ya definitivamente imposible para los operadores petrolíferos en 2010 el cumplimiento de la Orden Ministerial ITC/2877/2008 y también en años sucesivos, si se aumentasen los objetivos de mezcla en el PER 2011-2020.

Recientemente, la Asociación Europea de Fabricantes de Automóviles (ACEA, en sus siglas en inglés) publicó el pasado mes de abril la "ACEA Communication – vehicles and biofuels towards 2020" en la que es clara sobre los problemas existentes y reconoce que durante un número significativo de años habrá una parte del parque que necesitará mezclas de bajo porcentaje de biocarburante. Por ello, solicitan que hasta 2015 no se introduzcan mezclas de mayor porcentaje al B7, es decir del 7 % en el caso del biodiesel, y del E10, el 10 % en el caso del bioetanol.

Existen dudas sobre la disponibilidad del parque de vehículos que puede admitir carburantes con los altos porcentajes de biocomponentes requeridos por la nueva obligación

En definitiva, el escenario descrito aboca a los operadores petrolíferos a no poder cumplir la Orden Ministerial ITC/2877/2008 en 2010 y, por tanto, a soportar los pagos compensatorios en ella previstos. Sin embargo, en tanto en cuanto ninguna de las circunstancias referidas proviene de la conducta de los operadores (los umbrales de biocarburantes y las condiciones de etiquetado específico son iniciativas del legislador y la aceptación del uso de mezclas de biocarburantes depende de los fabricantes de automóviles) es por lo que AOP viene pidiendo una urgente solución.

La actual situación deja a los operadores petrolíferos sin cobertura legal e indefensos ante las posibles reclamaciones de los consumidores que pudieran ser, finalmente, los perjudicados por daños en los motores de sus vehículos o, por otra parte, expuestos no solo al pago de sanciones económicas compensatorias por el incumplimiento de las obligaciones, sino al deterioro de la imagen de nuestra industria ante la opinión pública, aspectos que pusimos de manifiesto al Ministro de Industria en una carta de 23 de diciembre de 2009.

Se ha calculado, y se ha trasladado a las distintas Administraciones, el posible impacto económico que tiene el hecho de que las especificaciones no estén publicadas y que, por tanto, se dificulte el incremento del porcentaje de biocarburantes, para todo el mercado español de carburantes de automoción.

El daño hecho al sector petrolero durante el año 2010, por la gran dificultad de cumplir con las obligaciones de incorporación de biocarburantes y el retraso en la publicación de las nuevas especificaciones, tiene que ser solucionado de alguna forma. Manteniendo el objetivo de incorporación actual en los próximos años y reduciendo el del año 2010 o la compensación de los objetivos a lo largo de varios ejercicios sería otra de las posibles soluciones. El número de ejercicios para considerarlos de una forma global sería función del momento en que el nuevo RD de especificaciones vaya a ser publicado. Si se retrasa al mes de septiembre, como es muy probable, se requerirán un gran número de ejercicios para compensar el déficit generado a lo largo de 2010. La solución más efectiva sería reducir los objetivos de 2010 a lo que realmente se puede mezclar, según las especificaciones en vigor, y ajustar los nuevos objetivos a lo que sea factible mezclar con las nuevas especificaciones. Lo contrario sería una legislación mal hecha y de imposible cumplimiento.

AOP cree que la realidad que se ha puesto de manifiesto respecto al parque automovilístico español y su posibilidad de consumir biocarburantes, debe servir de reflexión para la fijación de futuros objetivos y no fijar

objetivos más altos que los que el parque pueda admitir en función de las normas europeas aprobadas. Este hecho lo corrobora la propia Directiva 2009/30/CE en relación con las especificaciones de los carburantes. En ella se menciona explícitamente que las especificaciones adoptadas por la Comunidad facilitan el cumplimiento de los límites de las emisiones contaminantes de los vehículos ligeros y pesados de transporte por carretera y que los Estados Miembros garantizarán que en su territorio solamente puedan comercializarse los carburantes que cumplan las especificaciones del Anexo I y II. Igualmente, se menciona (Art 9) que en función de la utilización y de la evolución de la tecnología del automóvil y, en particular, de la viabilidad de un aumento del contenido máximo autorizado de biocarburante, la Comisión Europea tendrá que presentar un informe, a más tardar el 31 de diciembre de 2012, al Parlamento y al Consejo de una posible propuesta de modificación de la citada Directiva. Es por ello que los objetivos de incorporación deben ser coherentes con las especificaciones en vigor en dicho horizonte temporal.

No deberían fijarse futuros objetivos más altos que los que el parque pueda admitir en función de las normas europeas aprobadas

Recientemente se ha publicado el Informe de la CNE sobre el Proyecto de RD por el que se modifica el RD 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo a las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, utilización de biocarburantes y contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo, en el que debe destacarse que los objetivos de comercialización de biocarburantes deberían adaptarse, según la Comisión, a la cantidad real de biodiésel y bioetanol que pueden incorporar los carburantes fósiles, a las previsiones de demanda, a la estructura de mercado y a la disponibilidad de infraestructuras de almacenamiento y mezcla.

También se hace constar en el Informe que el proceso de tramitación de este RD está afectando negativamente al cumplimiento de los objetivos correspondientes al ejercicio 2010 del vigente mecanismo de fomento del uso de biocarburantes, dificultando alcanzar el objetivo global fijado para este ejercicio a nivel sectorial. En este sentido, en el Informe se proponen diversas opciones en relación con este efecto.

AOP ha reiterado su disposición a colaborar con la Administración en la planificación de los compromisos de incorporación de biocarburantes y obligaciones asociadas de forma que podamos garantizar su cumplimiento a la vez que se compatibilizan los intereses de los consumidores con una aplicación eficiente.

Desde la responsabilidad que confiere al sector el suministro energético nacional, creemos estar en disposición de solicitar que el PER 2011-2020 se diseñe con la experiencia que la aplicación de la ITC/2877/2008 nos ha reportado y no se cometan los mismos errores. Teniendo en cuenta la duración del proceso legislativo, el objetivo no debería ser superior al 5,83% energético hasta por lo menos 2014, mientras no dispongamos de un desarrollo tecnológico capaz de

darle soporte. En este sentido la adaptación de las especificaciones de calidad, la aparición de nuevos biocarburantes, y el desarrollo de nuevas tecnologías en los vehículos de automoción, serán los elementos claves a considerar para fijar los objetivos a más largo plazo.

En resumen, la solicitud de AOP se ha concretado en las siguientes peticiones:

- Que se revisen los objetivos de obligación de incorporación de 2010, y que los de los 2011 y 2012 no superen en ningún caso el 5,83 %, teniendo en cuenta la fecha final de publicación del Real Decreto es todavía una incógnita.

- Que los objetivos de incorporación para el periodo 2011-2014 ante la improbable aprobación de nuevas especificaciones, se adecuen a la realidad

.

- Para la fijación de objetivos, la participación de los fabricantes de vehículos (ANFAC), de los carburantes (AOP) y de la Administración (MITYC; IDEA; CNE) es esencial para fijar unos objetivos realistas y factibles en función de la evolución de la tecnología de los vehículos y de los biocarburantes.

4.1.2 / Directiva de Renovables, 2009/28/CE y de Calidad de Combustibles, 2009/30/CE

La Directiva de Renovables obliga a los Estados Miembros de la Unión Europea, a que la cuota de las energías renovables en el consumo total de energía final en 2020 sea 20% como mínimo. Además, y esta es la condición que más afecta a nuestra Industria, el 10% de la energía final consumida por el transporte en el mismo año debe proceder de fuentes renovables. Para tener la consideración de renovable, la energía debe ser sostenible, de acuerdo con las condiciones fijadas por la propia directiva.

El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables es otra consecuencia de la Directiva, que obliga a que todos los Estados Miembros presenten el suyo, para aprobación de la Comisión Europea, antes del 30 de junio de 2010. En España lo realiza el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), que ha solicitado la colaboración de AOP, entre otras entidades, para alguna sección del documento.

Respecto a la obligación de uso de los biocarburantes, como ha quedado reflejado en el apartado 4.1.1., en España se han establecido escalones intermedios para alcanzar el 10% en 2020 que marca la directiva que son los siguientes, según la Orden Ministerial ITC 2877/2008, en porcentaje de contenido energético de gasolina, gasóleo y total de carburantes comercializados para el transporte:

%	2008	2009	2010
Bios en gasolina	1,9	2,5	3,9
Bios en diesel	1,9	2,5	3,9
Bios en total de carburantes	1,9	3,4	5,83

Por lo que respecta a la Directiva de Calidad de Combustibles, destacamos por un lado, que ha cambia-

En 2009 se ha incorporado el 3,41% de biocarburantes sobre el total de carburantes de automoción, superando ligeramente el objetivo (3,4%)

do las características de las gasolinas y gasóleo automóvil, incrementando la cantidad de biocarburantes que pueden contener (las tablas con las especificaciones figuran en los Apéndices de esta Memoria) y por otro, que exige que se reduzcan de forma gradual las emisiones de GEI del ciclo de vida por unidad de energía suministrada del combustible hasta un 10% (de forma directa, el 6%) antes del 31 de diciembre de 2020.

La única posibilidad de alcanzar esa reducción implica añadir más biocarburantes sostenibles a los productos comercializados para el transporte, fundamentalmente gasolinas y gasóleos.

El concepto clave es la sostenibilidad, para el que la Directiva de Renovables establece unos criterios que fijan las condiciones mínimas necesarias de producción de los biocarburantes (en la UE y fuera de ella), en torno a tres ejes:

- Contenido social.
- Uso de la tierra para obtener las materias primas.
- Emisiones de GEI: se exige que su producción genere en una primera etapa, un 35% menos que el carburante fósil al que sustituyen.

Estas condiciones son de laboriosa comprobación, pues mayoritariamente se refieren a situaciones que ocurren fuera del territorio de la Unión Europea, y aún no están fijados en su totalidad unos criterios de medición objetivos, que se establecerán con el procedimiento de comitología.

En la práctica, la aplicación simultánea de ambas Directivas supone que la cuota de los biocarburantes en el mercado podrá situarse entre el 15-20% en el año 2020.

Ambas disposiciones condicionan profundamente a nuestro sector como sujeto pasivo de las obligaciones, y a corto y medio plazo cambiarán el mercado de los carburantes y obligarán a modificar los automóviles para que puedan utilizar esos productos, además de fomentar otros modelos de propulsión distintos del motor térmico (a gasolina o gasóleo) actual.

4.1.3 / Directiva de Comercio de Emisiones de GEI, 2009/29/CE

La revisión de esta directiva aporta novedades que se centran, en primer lugar, en la reducción de emisiones, para que en 2020 las de toda la UE sean un 20% inferiores a las del periodo 2008-2012 (del 21% en relación a 2005), para ello se pretende reducir el 1,74% anual los derechos expedidos por los Estados Miembros. Cada Estado Miembro tiene sus propios objetivos, en el caso de España sí coincide el objetivo particular con el comunitario.

La asignación de derechos, de los que, para toda la UE, en 2020 se expedirán un máximo de 1.720 millones, se distribuirá gratuita y parcialmente a algunas industrias expues-

tas al concepto de "fuga de carbono" y el resto de los derechos que se necesiten serán adquiridos en subasta. Los criterios de asignación, por tanto, distinguen entre las industrias que pueden y las que no pueden recibir esos derechos gratuitos. Para la adjudicación gratuita de derechos se identifica a las industrias claramente perjudicadas por el gravamen que supone la compra de derechos, por estar sujetas a la competencia extracomunitaria, porque el producto que fabrican pueda ser importado fácilmente, y/o que sus márgenes sean tan estrechos como para que el coste de los derechos suponga un recorte sensible de los mismos. Se definieron unos criterios muy estrictos para calificar a los diferentes sectores industriales y el refino cumple dichos criterios con holgura por lo que recibirá en parte derechos gratuitos. A partir de 2013, no recibirá derechos por la electricidad eléctrica que genere en las cogeneraciones instaladas en las refinerías, lo que supondrá una merma del 6% con respecto a las del periodo anterior.

No todas las refinerías obtendrán derechos por todas sus emisiones, la asignación gratuita a las industrias que tengan derecho a ello, se hará de forma que se beneficie a las "mejores" de cada sector, para lo que se establece un sistema de benchmarking, o comparación de emisiones entre instalaciones, para asignar gratuitamente derechos de emisión sólo a las mejores, concretamente, al 10 % más eficiente. Las refinerías europeas han trabajado en Concawe-Europia en colaboración con Solomon para establecer una metodología de benchmarking que ha sido aceptada por el sector y admitida por la Comisión Europea.

La adquisición de los derechos se hará por subasta, según un Reglamento preparado por la Comisión y negociado con los Estados Miembros.

La estructura de costes, la oferta de productos, así como las emisiones de CO_2 dependen de la complejidad de las refinerías:

1. Refinería sencilla

- Las refinerías de baja conversión producen grandes cantidades de productos no demandados, de bajo valor añadido
- Costes de operación y consumo de energía relativamente bajos
- Emisiones de CO_2 bajas

2. Refinería compleja:

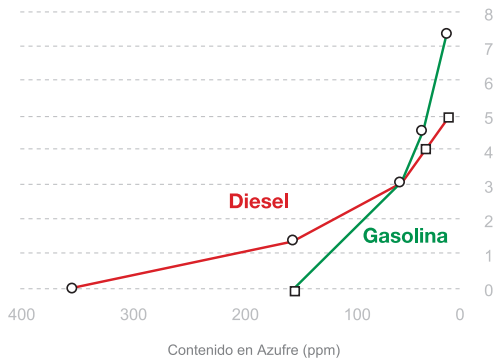
- Las refinerías de alta conversión producen los combustibles requeridos por el mercado, de alto valor añadido.
- Costes de operación y consumo de energía elevados
- Mayores emisiones de CO_2

Cuanto más compleja sea la refinería mayores serán las emisiones de CO_2.

La mayor severidad de las especificaciones de los productos se traducen, también, en mayores emisiones de CO_2 en los procesos de refino

- Se necesitan refinerías más sofisticadas para cumplir las estrictas especificaciones de contenido en azufre de los combustibles.
- Las refinerías consiguen reducir el azufre mediante procesos que consumen hidrógeno.
- Cuanto más estrictas son las especificaciones de azufre, mayor es el consumo de hidrógeno.
- Tanto la producción de hidrógeno como el proceso de desulfuración consumen energía.
- La relación entre el contenido de azufre en las especificaciones y las emisiones adicionales de CO_2 no es proporcional

Emisiones Adicionales de CO_2 (millones t/año)



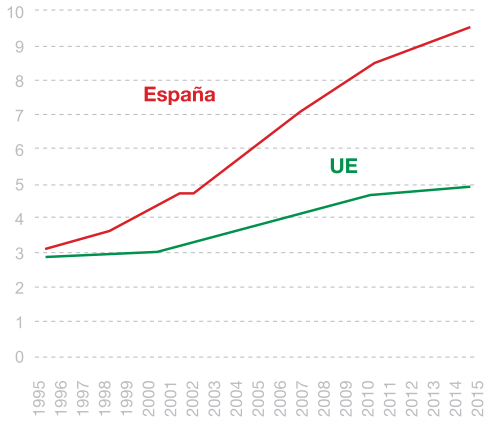
Fuente: Concawe, AIE

Por lo que respecta a las emisiones de las Refinerías españolas y sus instalaciones anexas de cogeneración, la reducción del nivel de actividad provocada por la caída de la demanda se ha notado, como se ve por la evolución que se refleja en la siguiente tabla:

Kt CO_2	**2007**	**2008**	**2009**
Asignación	15.663,8	15.791,4	16.308,9
E. Verificadas	15.138,0	14.598,8	13.751,9

Uno de los principales problemas del refino europeo es el desequilibrio entre la oferta y la demanda de gasolinas y destilados (gasóleo y querosenos). El problema es más agudo en España donde la demanda de destilados medios se cuadruplica entre 1995 y 2015, mientras que en la UE se duplica, como puede verse en el siguiente gráfico.

Relación de las Demandas de Destilados Medios/Gasolina



Fuente: CORES, Elaboración Propia

Actualmente, el desequilibrio entre la oferta y la demanda de gasolinas y destilados medios es uno de los principales problemas del refino europeo

Por ello, el refino español está realizando importantes inversiones para adaptarse a la demanda, a las mejoras medioambientales y a una mayor eficiencia energética.

€ 6.000 millones de inversión

8 millones de toneladas adicionales de producción de destilados medios

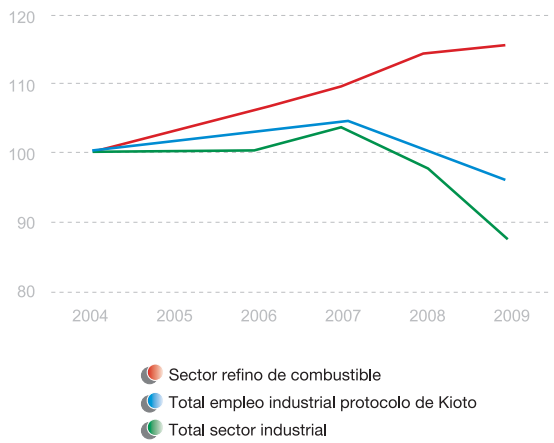
Aumento en la capacidad de procesamiento del crudo	Unidades de destilación atmosférica y a vacío en Huelva, Cartagena y Algeciras
Transformación de fueles y gasóleos pesados en diesel	Cokers en Castellón, Cartagena y Bilbao Hydrocrakers en Huelva, Cartagena y Algeciras
Productos más limpios	Plantas de hidrógeno y de hidrodesulfuración
Mayor eficiencia energética	Unidades de cogeneración eléctrica

CON ESTAS INVERSIONES AUMENTA LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO Y EL EMPLEO

El sector refinero está realizando importantes inversiones para adaptarse al mercado y seguir ofreciendo productos de calidad

Este ambicioso programa inversor tiene como consecuencia no sólo el mantenimiento sino la creación de empleo, como puede observarse en la siguiente gráfica:

EVOLUCIÓN PORCENTUAL DEL EMPLEO EN EL SECTOR, EN EL CONJUNTO DE SECTORES INDUSTRIALES AFECTADOS POR EL PROTOCOLO DE KIOTO, Y EN EL CONJUNTO DEL SECTOR INDUSTRIAL. 2004=100.



Fuente: Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales

4.1.4 / Directiva de Emisiones Industriales (DEI)

Esta directiva se encuentra en revisión en dos frentes independientes:

- Por una parte, se están discutiendo los BREF (o catálogo que se realiza para cada sector de las MTD aceptables para las instalaciones), fijando los niveles de emisión de cada tecnología, proceso en el que AOP ha intervenido asesorando al Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino. Este proceso se encuentra en fase de discusión entre la Industria, los Ministerios de Medio Ambiente de los Estados Miembros, diversas ONG y la representación de la Comisión Europea.

- Por otra parte, la revisión en profundidad de la directiva se ha llevado a cabo durante los dos últimos años, llegándose a un principio de acuerdo en 2009, que fue dejado en suspenso por las elecciones al Parlamento Europeo de junio de 2009, sin haber terminado las decisiones sobre las enmiendas presentadas.

Se espera que en la segunda mitad de 2010 se adopten tanto el nuevo BREF de Refino como la nueva directiva, que sustituye a la Directiva IPPC.

La colaboración de AOP en la discusión del BREF de Refino se ha plasmado en las reuniones mantenidas en Sevilla (donde se encuentra la sede de la IPTS, oficina

comunitaria encargada de este proyecto). En ellas se ha expuesto nuestra postura, que se alinea en gran medida con la de Europia-Concawe. No en su totalidad, porque AOP es partidaria de la defensa del efecto burbuja y de la mayor capacidad de decisión de las Autoridades Ambientales locales, aspectos en los que en Europia no hay unanimidad.

Por lo que respecta a la revisión de la Directiva, o proceso de creación de la DEI, las posiciones de AOP, expuestas al MMARM defienden también los postulados de Europia, matizando los aspectos en que nuestra Asociación Europea no encuentra la unanimidad. Los puntos de encuentro se refieren básicamente a la consideración de las Refinerías fuera del ámbito de la Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) no porque no lo sean, sino porque presentan características exclusivas: el combustible empleado por las GIC (que son, sobre todo, Centrales Térmicas) es un producto comercial, tipificado y sujeto a especificaciones, mientras que el empleado en la refinería, su mix de combustible líquido y gaseoso, es no sólo variable de una a otra, sino en la misma refinería varía con el tiempo, en función de la operación. Ello hace que se tenga que tener en cuenta a la hora de establecer los Valores Límites de Emisión (VLE).

Las discrepancias en el seno de Europia proceden de los distintos puntos de vista que los refineros alemanes y holandeses, especialmente tienen en dos temas:
La llamada Red de Seguridad Europea (ESN, en sus siglas en inglés) o fijación de unas líneas equi-VLE. En Alemania ya existen estas redes y el refino alemán no se opone a su extensión al resto de la UE. Los Asociados de AOP se oponen a este sistema, y así se ha expresado.

El comercio de emisiones de SO_2 y NOx, que permite a distintas instalaciones hacer transacciones entre ellas con sus excedentes de estos contaminantes, a la manera del comercio de CO2 con el que tiene marcadas diferencias, la principal el que los GEI son un fenómeno global y el alcance de la contaminación por SO_2 y NOx es más local. Este procedimiento está implantado en los Países Bajos, donde la concentración industrial y la de emisiones difusas es enorme y es posible concebir tal sistema de compensaciones. Por ello, el refino holandés es partidario a su implantación en toda la UE, y en alguna medida es apoyado por algún otro país, con el resultado de que no hay unanimidad y Europia no puede emitir un posicionamiento único. También AOP está en contra de este sistema.
En estos dos puntos conflictivos, que afectan al refino y a todas las industrias en el llamado ámbito IPPC (cemento, metalurgia, química, etc.) hemos encontrado unanimidad en el seno de CEOE, y por ello AOP ha participado en la redacción de los documentos de posición enviados al Ministerio.

4.1.5 / Instrucción técnica complementaria MI-IP 04 "Instalaciones fijas para distribución al por menor de carburantes y combustibles petrolíferos en instalaciones de venta al público" (ITC 04)

Dentro del ámbito estrictamente español se inició en 2009 el proceso de modernización de la Instrucción Técnica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que regula las instalaciones de las Estaciones de Servicio desde el punto de vista de seguridad industrial, abarcando aspectos de diseño, materiales de construcción, protección medioambiental, etc.

La anterior databa de 1999, y desde entonces se han producido muchos cambios relevantes, entre los que destaca la irrupción masiva de los biocarburantes, que hacían necesaria su completa revisión.

AOP, que ya intervino en la edición anterior, ha sido nuevamente invitada a participar a través de las compañías asociadas en la redacción de la nueva versión, que será publicada en el BOE durante 2010. En la misma se introducirán novedades en aspectos importantes económicamente, como son las inspecciones periódicas de la instalación, que mejorarán la seguridad y la protección del entorno de las instalaciones sin elevar el coste con nuevas medidas. Se utilizarán tecnologías en uso en otros países europeos y que en España se han estado empleando a título de prueba, que permiten un control más estrecho y continuo de los inventarios (y por tanto, una vigilancia más próxima de los niveles de los tanques), lo que garantiza una detección casi inmediata de posibles fugas.

Este hecho supone la puesta al día de una normativa importante, pues afecta a la parte del negocio en contacto más estrecho con el público y se refiere a la seguridad industrial.

4.1.6 / Recuperación de vapores en Fase II

Esta Directiva fija la obligación de dotar a las Estaciones de Servicio con un dispositivo que aspire los vapores de gasolina desprendidos durante el repostaje de los vehículos, y complementa a la más antigua 1994/63/CE, que se refiere a la aspiración de los vapores de las cisternas que se abastecen en los terminales y parques de tanques y descargan en las EE.SS. En la redacción de la directiva 2009/126 el Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino español tuvo un papel muy destacado ante la Comisión Europea. AOP asesoró a los representantes españoles para conseguir una directiva eficaz y rigurosa en cuanto a objetivos (recuperación mínima del 85% de los vapores) y razonable en cuanto a plazos para construir los dispositivos, escalonando la obligación en función de la capacidad de suministro de cada instalación.

AOP presentó sus comentarios a la propuesta de Directiva de la Comisión Europea que se encontraba en trámite de co-decisión con el Parlamento Europeo relativa a la recuperación de vapores de gasolina en fase II (durante el repostaje de los turismos), que complementa la recuperación en fase I (al cargar las cisternas que abastecen a las EE.SS.), aprobada hace varios años.

La asociación apoyó tanto los objetivos y obligaciones de la propuesta como el estudio de impacto ambiental que la acompañaba, ya que se tuvieron en cuenta las prácticas habituales de la industria europea a la hora de llevar a cabo su redacción.

Según CONCAWE, la asociación científica europea de la industria petrolera para asuntos de medio ambiente, la aportación de vapores en fase de repostaje, es menor al 1 %. Además hay que tener en cuenta que este porcentaje disminuirá como consecuencia de que el mercado de las gasolinas en España está en clara recesión desde hace varios años.

Sin embargo, AOP no consideró procedente algunas de las enmiendas presentadas por la Comisión de Medio Ambiente del Parlamento, ya que estaban en contra de los criterios de coste-eficacia del propio estudio de Impacto Ambiental de la Directiva, según el Proyecto de Informe 2008/0929 del 26 de enero de 2009.

El sector petrolero está de acuerdo con establecer el límite inferior de recuperación durante la fase II, en el caso de renovación importante de una estación de servicio sea 500 m3/año, y no con la propuesta posterior del Parlamento que rebajaba a 200 el umbral mínimo. En la red española existirían aproximadamente unas 1.000 estaciones de servicio exentas en caso de reforma para el límite 200 m3/año, en cambio supondría que 3.000 quedarían exentas en el caso de 500 m3/año. El diferencial de beneficio medioambiental entre ambas posiciones es despreciable, por lo que en ningún caso se debería reducir el límite inferior por debajo de los 500 m^3/año.

Por otro lado, la propuesta establecía que el umbral mínimo de ventas de gasolina para dotar a las estaciones de servicio del sistema fuera de 3.000 m3/año, siendo la fecha limite el 31 de diciembre de 2020. La enmienda planteaba 2.000 m3/año para el 31 de diciembre de 2015. AOP consideró que había que

mantener la propuesta inicial, porque entre la fecha de entrada en vigor de la directiva y 2020, todas las estaciones de servicio habrían sufrido modificaciones profundas y habrían instalado el sistema de fase II de manera programada, con la planificación de costes y actuaciones que esto conlleva.

Respecto a la enmienda sobre la eficiencia del sistema, el sector consideró que debería mantenerse en el 85%, ya que cifras superiores son inalcanzables si se tienen en cuenta las características del sistema europeo.

Además, AOP comentó que en España debería introducirse una legislación industrial unificada que recogiera la especificación de los equipos admitidos, las obligaciones periódicas de verificación y las condiciones que han de cumplir las instalaciones. A esto se suma que deberían estar explícitamente autorizados los sistemas automáticos de verificación, con intervalos de al menos dos años entre verificaciones, como alternativa a los sistemas clásicos.

A su vez, el sector comentó que también debería autorizarse la instalación de equipos o sistemas de adaptación de los surtidores antiguos a la recuperación de vapores, pues sus prestaciones son las mismas que las de los sistemas nuevos, con unos costes de instalación mucho menores.

En España, las Compañías Operadoras y Asociaciones de Minoristas han establecido un acuerdo voluntario con determinadas CC.AA. en línea con la propuesta de

El sector recomendó introducir una legislación industrial unificada sobre las especificaciones de los equipos, las obligaciones periódicas de verificación y los requerimientos de las instalaciones

la Comisión y se han propuesto no acortar el plazo para las renovaciones, que debe mantenerse a toda costa en 2020; debe ser inamovible el límite inferior de 500 m3/año para instalar el sistema en las estaciones de nueva construcción o en las que se hagan reformas mayores y también se consideran irrenunciables la autorización expresa para verificaciones automáticas con sistema electrónico o cada dos años con sistema tradicional y la utilización de sistemas de adaptación.

4.1.7 / RD 2090/2008 de 22 de diciembre por el que se aprueba el Reglamento de la Ley 26/2007 de Responsabilidad Medioambiental

Se trata de una disposición con gran repercusión económica para nuestra industria, pues el Reglamento establece "un nuevo régimen jurídico de reparación de daños medioambientales", no sólo cuando ya se hayan producido, sino simplemente cuando la actividad pueda representar amenaza para el entorno.

Hay que atenerse a un marco fijado por la Ley, establecer unas garantías financieras y en general cumplir

unas condiciones que van más allá de un seguro como los que todas las instalaciones de nuestra industria tienen suscrito.

Todas las actividades del negocio, prácticamente, están comprendidas en el ámbito de la Ley, por lo que hay que realizar distintos estudios para cada una, tanto las de producción como las de comercialización, transporte y almacenamiento.

Los estudios están tipificados, y según la complejidad de las instalaciones adoptan distinto formato. Así, se podrán realizar "Modelos de Informe de Riesgos Ambientales Tipo" (MIRAT), Guías Metodológicas para instalaciones complejas o Tablas de Baremos para las que sean más sencillas y homogéneas entre sí. Como se posibilita hacer tales estudios por instalación separada o aplicado a cada una, se ha elegido la segunda opción, es decir realizar un estudio de tipo general que después se aplicará a cada caso concreto. Este criterio simplifica y abarata el proceso, a la vez que permite a cada compañía analizar a fondo las peculiaridades de cada instalación. Esos estudios deberán ser aprobados por una Comisión Técnica de la Administración cuya composición viene especificada en la legislación.

Este es un proyecto de largo recorrido, que se extenderá a lo largo de varios ejercicios, cubriendo la totalidad de las instalaciones. En algunos casos, como las Estaciones de Servicio, los Centros para Ventas Directas y otros, los operadores de AOP comparten las obligaciones legales con otros sectores (Empresarios independientes, CLH, Empresas químicas, etc.) y se trabaja en colaboración con ellos, contratando o realizando los modelos, tablas o guías conjuntamente para distribuir los costes de su realización y presentarlos a la Comisión Técnica como trabajos de todo el sector implicado.

4.1.8 / Propuesta de Directiva sobre las Existencias Mínimas de Seguridad

El sector petrolero apoya firmemente los objetivos establecidos por la Comisión Europea respecto a la Propuesta de Directiva del Consejo por la que se obliga a los estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo y/o productos petrolíferos que modifica la Directiva 2006/67/CE, con el objetivo de mejorar la seguridad de abastecimiento del conjunto de la UE y de cada estado miembro.

Si bien el sector apoya firmemente esta propuesta, realizó algunos comentarios a algunos de los artículos del mismo, para que se tuvieran en cuenta a la hora de valorarla.

AOP considera que el sistema de información vigente en España para poder localizar las reservas de petróleo cumple todos los requisitos para conocer la ubicación de las reservas con garantía, encontrándose estas reservas en muchos casos integradas en sistemas de producto indiferenciado.

Por otro lado, el sector consideraba muy pequeño el plazo de 20 días que se establece para que un operador económico tome la decisión de delegar la totalidad o una parte de sus obligaciones de almacena-

miento. Para los operadores, disponer de un plazo de 80 días de antelación para comunicar dicha delegación sería suficiente, sin embargo si hay que establecer otro plazo, debería imponerse a los estados miembros la obligación de informar al sujeto obligado con más de 100 días de antelación.

Asimismo, la asociación ha matizado alguno de los artículos que se establecen en la propuesta con el fin de evitar generar confusión en los diferentes trámites que se tienen que realizar. Por ejemplo, el que se refiere a las reservas específicas AOP considera que existe cierta confusión, ya que los sujetos obligados no tendrían la certeza de que contribuyen al cumplimiento de las obligaciones totales en materia de reservas de emergencia (esto podría ver aumentada su obligación de mantenimiento de estas reservas). Por otro lado, AOP consideró que había que modificar la redacción respecto al punto de la selección de los productos finales que realice la entidad para constituir las reservas estratégicas, para aclarar que al menos el 80% del consumo interno lo deben constituir estos productos.

Además, AOP consideró el crudo como una posible categoría más de reserva específica, puesto que de no ser así, restaría algunas de sus ventajas importantes (es neutro ante los cambios de especificación de los productos, su procesamiento dispone de una cierta flexibilidad, etc.).

Respecto a la posibilidad de mezclar las reservas específicas con otras reservas, el sector estudió el hecho de impedir el desplazamiento de las mismas, salvo con

autorización previa del Estado miembro, y consideró que puede llegar a inhabilitar en la práctica la posibilidad de mezclarlas, con el perjuicio que esto supone para los sujetos obligados. Mientras las reservas específicas estén debidamente identificadas y mezcladas con otras en sistemas de producto indiferenciado, como ocurre con el vigente modelo español, su movimiento no supondría ningún problema.

Por último, AOP consideró que debería constar expresamente en el artículo correspondiente a la relación estadística semanal sobre los niveles de las reservas comerciales, que cada Estado miembro deberá transmitir a la Comisión, y que deberán ser indicativas y no definitivas. De otra manera se estaría imponiendo una obligación imposible de cumplir. De hecho, esta medida no aumentaría la seguridad de suministro, la transparencia del mercado y, probablemente, contribuiría a incrementar la volatilidad de las cotizaciones de los diferentes mercados de referencia europeos para el crudo y los distintos productos.

4.1.9 / Cambio del tramo fiscal para el índice de octano

AOP solicitó al Ministerio de Economía y Hacienda una modificación del Reglamento de Impuestos Especiales con el fin de compatibilizarlo con los nuevos requerimientos de incorporación de biocarburantes a los combustibles fósiles.

Para evitar un impacto económico importante el sector petrolero planteó que se establecieran a tiempo los mecanismos de flexibilidad que habían solicitado para aprovechar las ventajas que se aplican a los biocombustibles.

Asimismo, la asociación comentó a dicho organismo que la nueva regulación conllevaría un aumento de la participación del bioetanol en la formulación de las gasolinas. Hay que tener en cuenta que los dos tipos de gasolinas que se comercializan en España: 95 IO (Índice de Octano) y 98 IO (Índice de Octano) tienen cada uno un tipo de fiscalidad diferente.

Por ello, AOP propuso establecer el límite de diferenciación fiscal en 98 IO frente al 97 IO actual. Este cambio evitaría el desajuste fiscal que puede afectar al tipo de gasolina 95 y que tributaria indebidamente con el grado superior, como consecuencia de la incorporación de etanol para cumplir con la Orden Ministerial sobre el fomento de biocombustibles.

La asociación recomendó implantar el límite de diferenciación fiscal en 98 IO frente al 97 IO actual

4.1.10 / Proyecto de Reglamento de IIEE

En el marco de la tramitación para realizar una modificación del Reglamento de los Impuestos Especiales, AOP dispuso únicamente de 10 días para analizarlo. Tal y como se avanzó, el plazo establecido fue insuficiente, teniendo en cuenta que el proyecto modifica sustancialmente el marco regulador del Impuesto sobre Hidrocarburos.

El sector petrolero demandó su participación en los organismos competentes (Departamento de Aduanas e Impuestos Especiales) encargados de redactar dicho proyecto, teniendo en cuenta que AOP reúne a los operadores del sector de hidrocarburos.

El proyecto de Reglamento modificaba tres aspectos fundamentales para los operadores de productos petrolíferos: el tratamiento de las pérdidas inherentes a la fabricación, almacenamiento y circulación de los productos, las obligaciones formales relativas a los avituallamientos a buques y aeronaves y la aplicación del tipo impositivo a los biocarburantes.

En el primer punto, las modificaciones propuestas evitaban la aplicación de la doctrina del Tribunal Supremo en la materia, acuñada en cinco sentencias de 2009, que han dado la razón a las empresas del sector frente al criterio restrictivo seguido por los Servicios

de Inspección de la Agencia Tributaria. En ninguno de los casos estas modificaciones se sustentaban en criterios técnicos.

En el caso de avituallamiento de carburantes a buques y aeronaves, las obligaciones formales de los obligados tributarios se incrementan al exigirse datos del destinatario de la operación como son el NIF, código OACI, o consignatario que no se exigen en otros países de la Unión Europea y que dejan a las empresas españolas en unas condiciones de competencia muy inferiores frente a sus competidores europeos.

Por lo que se refiere al tratamiento fiscal de los biocarburantes, teniendo en cuenta el sistema logístico de distribución existente en España, las modificaciones propuestas generaban gran inseguridad jurídica a los operadores y resultaban incompatibles y descoordinadas con los objetivos exigidos por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Además, penalizan a los operadores al impedirles aplicar el beneficio fiscal previsto en la Directiva Comunitaria y, desarrollado, por la Ley de Impuestos Especiales.

4.1.11 / Ley Omnibus

AOP ha realizado comentarios al "Anteproyecto de Ley de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio".

La sustitución de una autorización administrativa previa por una comunicación al inicio de la actividad al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio constituye para el sector petrolero un riesgo, ya que plantea algunas dudas, por lo que AOP instó a que existiera un mayor control. Para ello, se solicitó que la ley contuviera criterios relativos al mantenimiento de la seguridad de suministro, adecuado control del riesgo industrial y de la calidad en la prestación de los servicios. En este caso se podría preveer, por ejemplo, la posibilidad de suspensión de la actividad que se ejerza por los operadores que no cumplan las condiciones hasta que corrijan las deficiencias que se detecten. En esta línea, dicho incumplimiento debería ir acompañado de un mayor rigor sancionador para aquellos operadores que incumplan las condiciones que se establezcan.

Por otra parte, la vigilancia de los aspectos relativos a la capacidad técnica por parte de la Administración, a los servicios y obligaciones a los que están sujetos los operadores en el sector, son de difícil cumplimiento por parte de las empresas que puedan realizar la actividad (seguridad de suministro, mantenimiento de reservas estratégicas, mantenimiento de instalaciones...).

AOP solicitó que la normativa incluyera criterios para el mantenimiento de la seguridad de suministro, del control del riesgo industrial y de la calidad de los servicios

Los servicios energéticos constituyen una actividad económica de interés general sobre los que se debería garantizar la seguridad del suministro y la protección de los consumidores en las respectivas áreas de actividad. Esto puede materializarse de dos formas: manteniendo el régimen de autorización previa, eliminando los requisitos y procedimientos contrarios a la Directiva; estableciendo en su caso un sistema de silencio positivo que no condicione el inicio de la prestación del servicio y en su defecto, reforzando a lo largo del anteproyecto los mecanismos de control ex post, en sus aspectos materiales y formales. Para AOP lo más conveniente sería el mantenimiento del actual régimen de autorización previa.

Por otro lado, la "memoria del análisis de impacto normativo" que acompaña al anteproyecto explica que con esta iniciativa se permite que aquellas sociedades que quieran actuar como operadores o comercializadores únicamente tendrán que realizar la correspondiente comunicación, sin tener que esperar hasta que la autoridad competente resuelva la autorización administrativa previa. Con ello se promueve incentivar la inversión, facilitando el inicio de la actividad por parte de las empresas, aunque sin perjudicar la seguridad de suministro y la protección al consumidor. Para ello, se sigue exigiendo el cumplimiento de los requisitos que se establezcan reglamentariamente, entre los que se incluirán la suficiente capacidad legal, técnica y económica del solicitante; debiendo los solicitantes acreditar el cumplimiento de estas condiciones en caso de que sea requerido. En caso de incumplimiento, se estará a lo dispuesto en el régimen sancionador oportuno. Además, se pretenden reforzar las garantías económicas exigibles, de cara a tener una mayor protección ante posibles impagos.

Continuar con el régimen de autorización previa sería lo más conveniente para el sector

La desaparición del régimen de autorización administrativa de actividad no implicaría la pérdida de los requisitos para el acceso a la actividad, entre los que se incluyen la capacidad legal, técnica y económica, reforzando incluso las garantías económicas exigibles. Los objetivos que se incluyen en la memoria anexa no se reflejan en el anteproyecto, cuando regula el punto de las condiciones relativas a la capacidad técnica. Esta nueva regulación contrasta con la versión actual de dichos preceptos, que se refieren a "capacidad legal, técnica y económico-financiera", con lo que parece que el anteproyecto suprime determinadas condiciones y requisitos (la capacidad legal y la económico-financiera), en contra de lo establecido en la memoria.

En definitiva, el sector consideró que había que mantener los requisitos y condiciones previstos en la versión actual de la Ley (capacidad legal, técnica y económico-financiera), sin perjuicio, en su caso, de la desaparición de la autorización administrativa, que constituye el único objetivo del anteproyecto.

4.1.12 / Gripe A

AOP y sus compañías asociadas colaboraron con el Ministerio de Sanidad y Política Social ante la pandemia de gripe A con el fin de establecer un plan conjunto y asegurar el suministro del país. Teniendo en cuenta este contexto, el sector planteó a la administración pública que si llegara el caso de un nivel de propagación de la pandemia que pusiera en riesgo el abastecimiento de productos petrolíferos se deberían comunicar a todos los agentes implicados cuáles serían los suministros prioritarios que los operadores petrolíferos deberían atender. En este sentido, AOP solicitó conocer con antelación cuáles serían estos suministros prioritarios y en función de éstos cada compañía podría determinar qué actividades serían imprescindibles.

El Plan de Respuesta propuesto por AOP al ministerio se estructuraba en las siguientes actuaciones:

1.- Definición por parte de la administración de necesidades o suministros prioritarios.

2.- Definición de las infraestructuras críticas para dar respuesta a esos suministros prioritarios, por parte de los diferentes agentes del sector.

3.- Definición de actividades críticas de las anteriores infraestructuras por parte de los agentes del sector.

Además, AOP insistió en la inclusión de todo el personal que desarrolla estas actividades dentro de los grupos de riesgo considerados por el Ministerio de Sanidad y Política Social para que estas actividades pudieran llevarse a cabo de forma satisfactoria y efectiva, y se pudieran mantener los estándares de seguridad e impacto ambiental.

AOP colaboró activamente para establecer un plan conjunto y asegurar el suministro del país

Por otro lado, el sector consideró conveniente la creación de un gabinete de crisis que debería estar constituido por representantes del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y del Ministerio de Sanidad y Política Social, así como por AOP y sus asociados, otros operadores petrolíferos asociados en UPI, la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), Asterquigas, Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (Cores) y las compañías de transporte agrupadas en el Comité Nacional del Transporte (CNTC).

4.2/COMUNICACIÓN

4.2.1 / Presencia en medios de comunicación

En 2009 AOP desarrolló una intensa labor informativa para hacer llegar a los medios de comunicación la opinión del sector respecto a temas de actualidad, como la introducción de biocombustibles o la formación de los precios de los carburantes, así como para ofrecer datos de interés sobre la actividad de la industria petrolífera española y la evolución del mercado nacional e internacional de productos derivados. Muestra de ello es que la asociación es actualmente un referente informativo para los medios en todo lo relacionado con el sector petrolero.

AOP ha realizado una gran labor informativa para que los medios de comunicación conozcan la opinión del sector sobre temas de actualidad

La actividad informativa quedó reflejada en los encuentros con los medios de comunicación que se mantuvieron a lo largo del año destacando la VIII edición de las Jornadas de AOP; los comunicados de prensa que se difundieron, en los que el sector expresaba su postura sobre ciertas cuestiones de interés; o los artículos de opinión firmados por los máximos responsables de AOP, entre los que cabe destacar:

- "La transición eficiente" (El Mundo)
- "El panorama energético español" (Directivos)
- "El futuro del sector petrolero en el contexto económico actual" (El Nuevo lunes)
- "Los biocombustibles deben introducirse en el mercado de manera eficiente y sostenible" (Tribuna de Automoción)

El precio del crudo y de los carburantes ha continuado siendo uno de los temas de interés durante el año, tanto para los medios, consumidores y sociedad en general. Además, el consumo de productos petrolíferos y la incorporación de biocombustibles han sido otras de las cuestiones que han centrado la atención de los periodistas.

4.2.2 / VIII Jornada de AOP

Durante el mes de mayo se organizó la VIII Jornada de AOP, en la que se analizó el papel del sector petrolero en la economía española y la apuesta medioambiental en curso. Asimismo, autoridades y representantes del sector energético que participaron en la sesión examinaron el mercado de productos petrolíferos y los efectos que tienen el paquete de directivas de la UE.

Teresa Ribera, Secretaria de Estado de Cambio Climático, y Pedro Marín, Secretario de Estado de Energía, fueron los encargados de inaugurar la sesión, que contó con la participación de representantes de las grandes empresas energéticas (Pedro Miró, Director

de Cepsa; Jorge Lanza, Director de la Refinería de Castellón de BP; Fernando Temprano, Director de Tecnología de Repsol y Pierre Macaudière, Responsable de Carburantes del Grupo PSA), así como con la intervención de Pedro Miras, Director de Petróleo de la Comisión Nacional de la Energía; Isabelle Muller, Secretaria General de EUROPIA (Asociación Europea de la Industria Petrolera); Juan Guía, Subdirector General de Hidrocarburos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y Francisco Aparicio, Director del Instituto Universitario de Investigación del Automóvil.

El Secretario de Estado de Energía destacó el esfuerzo que está realizando el sector, fundamental para el desarrollo de la economía. Muestra de ello, son las inversiones que está realizando y que contribuyen a la continua mejora de la calidad de los productos y de la adaptación a las nuevas necesidades que van surgiendo en el mercado.

El Secretario de Estado de Energía subrayó el esfuerzo que están realizando los operadores petrolíferos, imprescindible para el desarrollo de la economía

Por otro lado, Teresa Ribera, señaló la gran capacidad de respuesta de la industria y se sumó a Pedro Marín al alabar el gran esfuerzo que está realizando el sector español en el campo energético.

Por su parte, el entonces Presidente de AOP, Dominique de Riberolles, detalló las inversiones que está realizando el sector por valor superior a 6.000 millones de € para adaptar las refinerías a la demanda actual de carburantes, aumentar la producción de destilados medios, ofrecer productos de mejor calidad y comportamiento ambiental, impulsar el uso de biocombustibles y mejorar la eficiencia energética.

La industria petrolera española está realizando inversiones superiores a los 6.000 millones de euros

De Riberolles destacó que los productos petrolíferos juegan y jugarán un papel trascendental para satisfacer las necesidades energéticas. El petróleo contribuye al desarrollo de la sociedad y es imprescindible para la movilidad de personas y bienes. Desde hace años, el sector petrolero está comprometido con la diversifica-

ción energética, la investigación y el desarrollo de fuentes alternativas como los biocombustibles.

Pedro Fernández-Frial, Vicepresidente del Club Español de la Energía destacó en su intervención el importante papel que sigue teniendo el petróleo "los combustibles líquidos y los gases licuados del crudo continuarán teniendo la relevancia actual, pero se irán incorporando progresivamente otros tipos de energía, de tal forma que el conjunto resulte sostenible desde el punto de vista medioambiental". Además, subrayó la importancia de realizar inversiones en los nuevos yacimientos, los cuales son cada vez más difíciles de acceder, y añadió que "la industria seguirá contribuyendo al crecimiento sostenible de la sociedad a partir del I+D+i y la utilización racional y eficiente de la energía, que serán la garantía para que el sector continúe proporcionando la energía necesaria que la sociedad actual demanda".

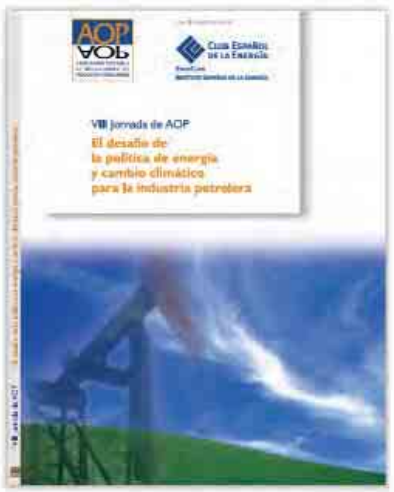
El sector petrolero continuará contribuyendo al crecimiento sostenible a partir de la utilización racional y eficiente de la energía y del I+D+i

A lo largo de esta sesión los medios de comunicación tanto nacionales como del sector pudieron conocer de primera mano las principales conclusiones y experiencias de diferentes expertos en materia energética que participaron, aportado su opinión sobre asuntos de interés para el sector petrolero.

Además, durante la jornada los diferentes medios recibieron información en relación al esfuerzo inversor que las compañías petrolíferas están realizando, para el periodo 2008-2011, con el fin de hacer frente a los retos de la demanda de los próximos años y adecuar su oferta a los enormes desequilibrios actuales entre gasolina y destilados medios (querosenos y gasóleos).

La jornada finalizó con un almuerzo-coloquio que contó con la intervención de Javier Gómez Navarro, Presidente del Consejo Superior de Cámaras de Comercio, quien abordó la creación de empleo y la riqueza que el sector está generando en la actualidad.

Gracias a la celebración de la VIII Jornada de AOP, el sector petrolero español se ha consolidado más aún como un referente informativo para los medios de comunicación en materia energética.



4.2.3 / Boletín "AOP Informa"

Durante el 2009, AOP continuó publicando su boletín informativo *"AOP Informa"*, una herramienta de comunicación a través de la cual la Asociación hace llegar la actualidad del sector petrolero tanto a los profesionales de los medios que cubren frecuentemente la información sobre el petróleo y sus derivados, como a organismos oficiales y miembros de las administraciones públicas. Como novedad este año cabe destacar la edición especial que se realizó con motivo de las jornadas de AOP celebradas en el mes de mayo.

4.2.4 / Rediseño de www.aop.es

OP ha cambiado el diseño de la pagina web con el fin de dinamizar y ofrecer los contenidos a los usuarios de una forma más atractiva y así continuar difundiendo la actualidad del sector, que diariamente se actualiza con un resumen de prensa de las noticias más destacadas y artículos de interés para el sector.

A través de la misma los usuarios tienen acceso a las estadísticas, datos e informes más destacados del sector. La web también permite tener un conocimiento más detallado del sector petrolero, a través de la infografía y de una serie de fichas, en las que se muestran las cuestiones más relevantes de esta industria.

4.2.5 / Infografía de precios

Durante la segunda mitad de 2009, AOP desarrolló una infografía sobre la formación de los precios de los carburantes. A través de un recorrido dinámico y explicativo, el usuario puede conocer de una forma muy sencilla el proceso de la formación del precio de la gasolina o el gasóleo. Desde que el petróleo se extrae del yacimiento hasta que un consumidor reposta en una estación de servicio, son muchos los factores que influyen y que son fundamentales para comprender las subidas y bajadas de los precios de los carburantes.

4.3/RESPOSABILIDAD SOCIAL

4.3.1 / La Carretera te pide Sin

AOP y sus compañías asociadas han apoyado un año más la campaña "La carretera te pide Sin" que promueve Cerveceros de España junto a la Dirección General de Tráfico, con el objetivo de transmitir a la opinión pública que el consumo de alcohol y la conducción son incompatibles.

Esta iniciativa forma parte del Convenio Europeo de Carreteras Seguras de la Unión Europea (European Road Safety Charter), cuyo objetivo es reducir a la mitad las víctimas de accidentes de tráfico antes del 2010.

Las compañías asociadas a AOP han apoyado una edición año más la iniciativa con el fin de transmitir a la sociedad que el consumo de alcohol y la conducción son incompatibles

Cabe señalar las cerca de 6.000 estaciones de servicio de las compañías asociadas a AOP que participaron activamente en la transmisión de los mensajes. De esta forma, el sector petrolero refuerza su compromiso con sus consumidores, contribuyendo a evitar los accidentes de tráfico ocasionados por el consumo de alcohol.

Este año se puso en marcha una nueva página web, www.lacarreteratepidesin.org, un portal a través del cual los usuarios acceden a información sobre la campaña, descargarse estudios de interés sobe alcohol y conducción, o participar en un test de responsabilidad, destinado a estudiantes de las autoescuelas.

Otra de las principales novedades de este año fue la suma de dos organizaciones: la Fundación española para la Seguridad Vial-FESVIAL y la Federación Española de Hostelería-FEHR. Como en ediciones anteriores colaboraron la Confederación Española de Autoescuelas (CNAE), RACC Automóvil Club, la Asociación Española de la Carretera (AEC), Ayuda del Automovilista (ADA), la Fundación Instituto Tecnológico para la Seguridad del Automóvil (FITSA), el Comisariado Europeo del Automóvil (CEA), el Real Automóvil Club de España (RACE) y Rotary International.

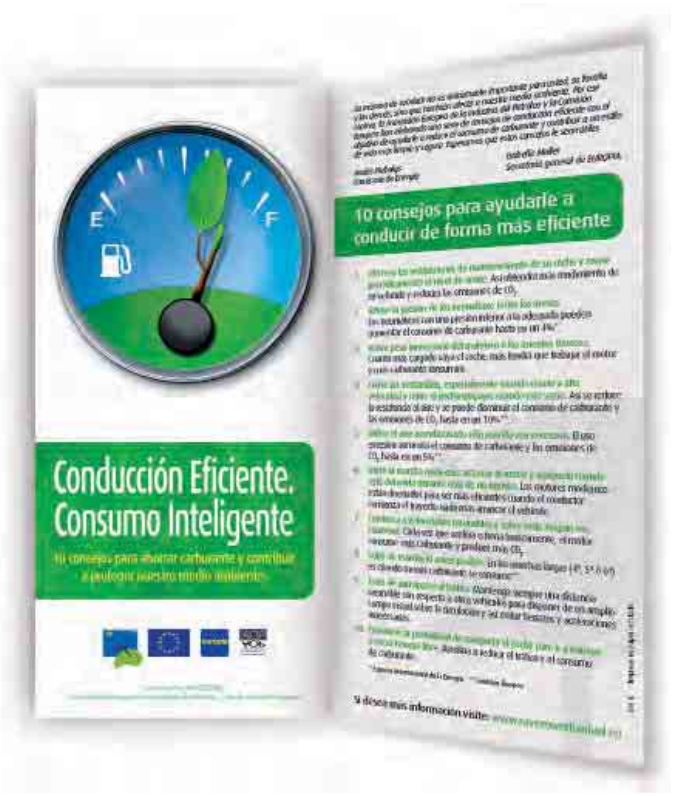
La campaña se difundió a nivel nacional mediante la distribución de materiales carteles, postales y stoppers en más de 5.000 autoescuelas y en las estaciones de servicio de las compañías asociadas de todo el país durante los meses estivales.
Además, esta iniciativa estuvo reforzada con una campaña de publicidad, que se inicio durante esos días y se prolongó hasta finales de agosto, en las principales publicaciones del país y en más de 1.300 vallas panorámicas en las entradas y salidas de las principales ciudades de España. El spot publicitario de la campaña se proyectó también durante cuatro semanas en más de 600 salas de cine. En todos estos soportes estuvo presente la imagen del sector.

Esta campaña se confirma como una iniciativa de referencia para la sociedad y el resto de países de la Unión Europea, y que cuenta cada año con el apoyo de instituciones públicas y privadas de diferentes ámbitos, que abarca desde asociaciones empresariales hasta asociaciones de víctimas de accidentes de tráfico. Todas ellas unidas bajo un objetivo común: concienciar a la sociedad de que alcohol y conducción son incompatibles.

4.3.2 / Campaña "Conducción Eficiente, Consumo inteligente"

AOP y sus asociadas han apoyado la campaña divulgativa "Conducción Eficiente, Consumo inteligente" junto a la Asociación Europea de la Industria del Petróleo (EUROPIA) y la Comisión Europea.

Durante el verano la asociación recordó a la sociedad española a través de los medios de comunicación esta iniciativa que tiene el fin de trasladar al consumidor la necesidad urgente de reducir las emisiones de CO_2, apelando a su responsabilidad para que adopte pequeños cambios en su estilo de conducción, que pueden suponer un importante ahorro económico y de combustible. Para ello, la campaña propone un decálogo de consejos básicos sobre cómo conducir de forma más eficiente y respetuosa con el medio ambiente



Pequeños cambios en el estilo de conducción pueden suponer un importante ahorro económico y de combustible

Asimismo, la web www.savemorethanfuel.eu ofrece información sobre los 10 consejos prácticos para una conducción eficiente. Se puede acceder a la versión española a través de la web de AOP y de las de las asociadas participantes (BP, CEPSA, GALP Y REPSOL YPF).

Datos estadísticos del sector 05

Datos Estadísticos del Sector en 2009

Datos mundiales

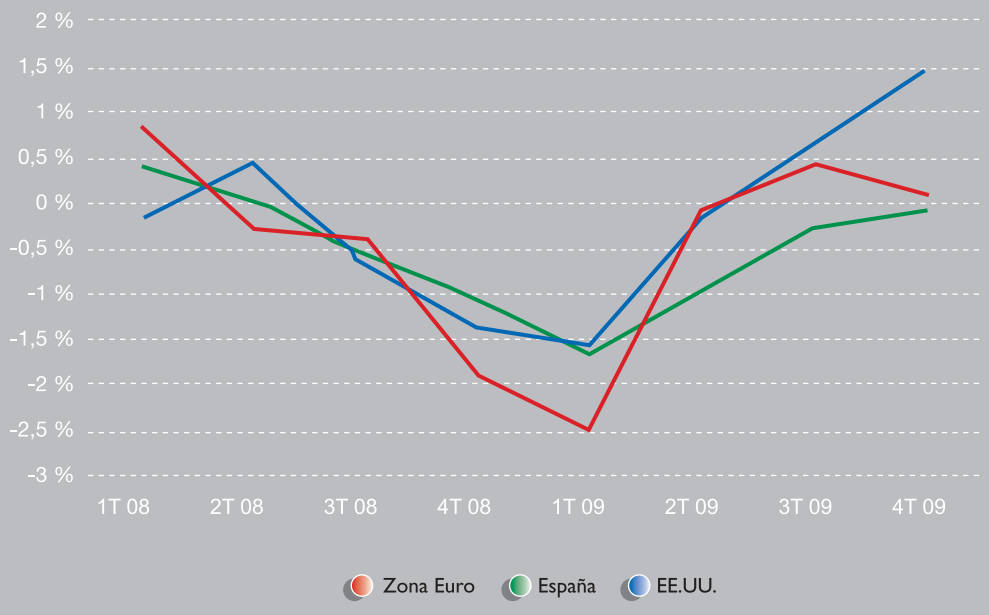
A Indicadores Económicos

En el primer trimestre del año el ritmo de crecimiento en el mercado español, en la zona euro y en EE.UU, se redujo respecto al último trimestre del año anterior.
Durante el segundo y tercer trimestre, las tres economías aumentaron su crecimiento, situándose en -0,3% la española, 0,4% la zona euro y 0,6% la estadounidense.

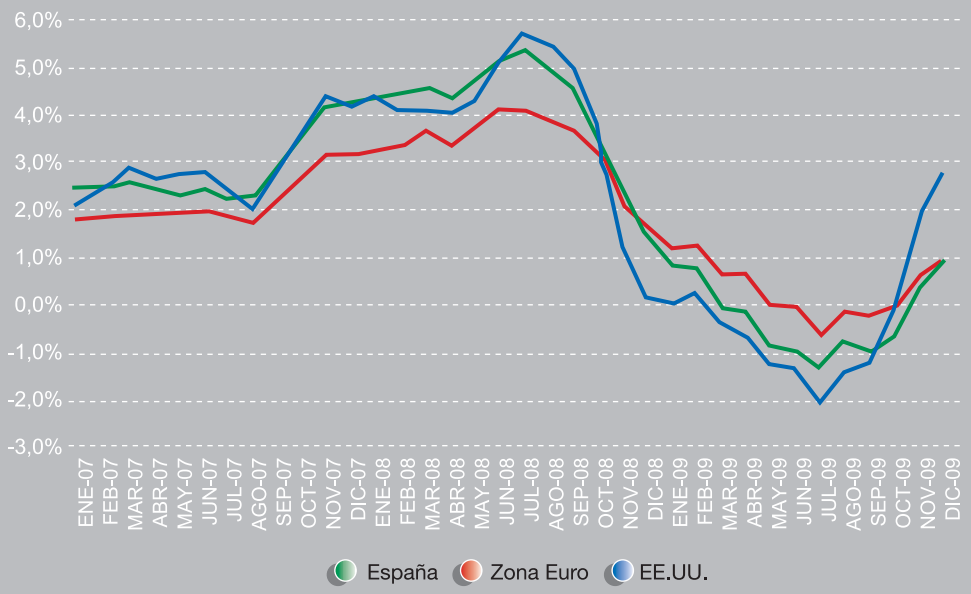
Este crecimiento continuó, en el último trimestre del año, en la economía española y en la de EE.UU, situándose en un -0,1% y 1,4% respectivamente, mientras que en la zona euro se redujo alcanzando un 0,1%.

Producto interior bruto variación trimestral (tasa no anualizada) 2008-2009

Fuente:
CNE/Datastream



En el siguiente gráfico se muestra la evolución de los datos de inflación interanual desde 2007 hasta 2009 en España, la zona euro y EE.UU.
En 2009, las tasas de crecimiento del IPC registradas tanto en la economía española como en la zona euro y EE.UU. se mantuvieron en niveles inferiores a los del año anterior. Durante los tres primeros trimestres del año disminuyeron, apreciándose un leve aumento de las tasas en el último trimestre del año, situándose en 0,8%, 0,9% y 2,7%, respectivamente.



Evolución de datos inflación interanual 2007-2009

Fuente:
CNE/Datastream

En 2009 el Índice de Precios de Consumo Armonizado (IPCA) de España registró un descenso anual medio del 0,3%, frente al aumento del 4,1% observado en 2008, y acusó una gran volatilidad, registrando la inflación armonizada anual valores negativos desde marzo a octubre, con un valor mínimo en julio (-1,4%) y un valor máximo en diciembre (0,9%).
Por su parte, la inflación anual en la zona euro en 2009, al igual que se ha comentado para el caso español, se caracterizó por una fuerte erraticidad, como consecuencia de la debilidad de la demanda, ante la crisis económica, y la volátil evolución de los precios del crudo en 2008 y 2009. El aumento medio de la inflación armonizada en 2009 ha sido del 0,3%, tres puntos porcentuales inferior al aumento registrado en 2008 (3,3%).
A continuación se detalla la evolución de los precios de los grupos especiales del IPCA español y del de la zona euro, así como sus tasas de variación y su contribución.

	Tasas de variación anual		Contribución al IPCA		Diferencial de contribuciones
	España	UEM	España	UEM	España-UEM
IPC general	-0,25	0,29	-0,25	0,29	-0,54
IPC subyacente	0,85	1,34	0,67	1,09	-0,42
IPC alimentos elaborados	1,00	1,09	0,11	0,13	-0,02
IPC bienes industriales no energéticos	-0,96	0,56	-0,26	0,16	-0,42
IPC servicios	2,20	1,97	0,87	0,81	0,06
IPC alimentos no elaborados	-0,67	0,21	-0,07	0,02	-0,08
IPC energía	-8,61	-7,91	-1,03	-0,87	-0,16
*** Carburantes y combustibles**	**-15,61**	**-15,27**	**-1,20**	**-0,86**	**-0,34**

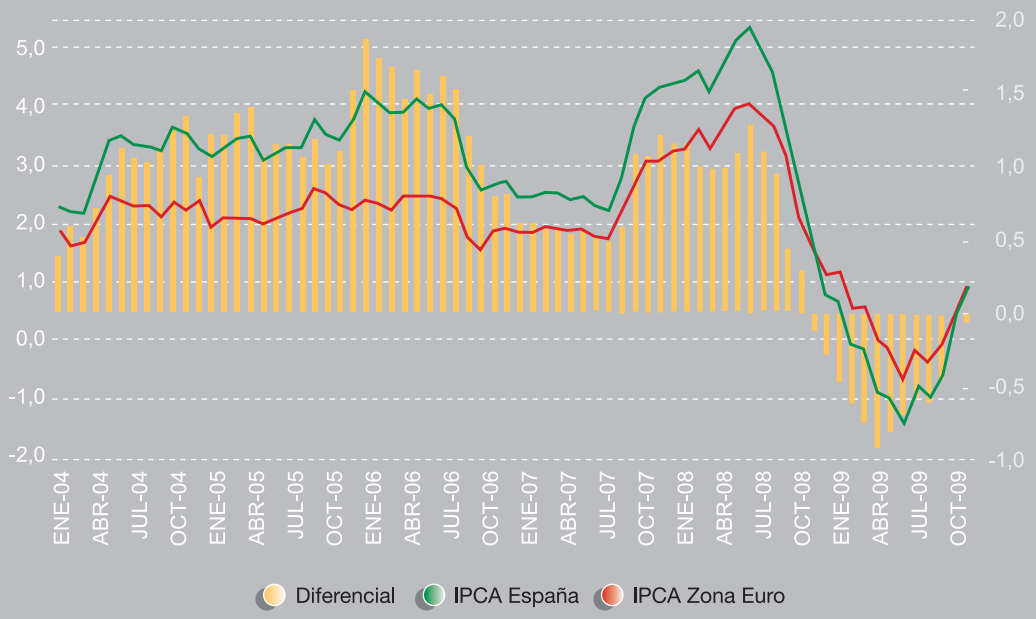
Tasas de variación y contribución al IPCA 2009

Fuente:
Dirección de Estudios y Análisis del Entorno Repsol

En España, la inflación armonizada descendió un 0,25% en 2009, mientras que en la UEM aumentó un 0,29%, por tanto, el diferencial de inflación fue negativo, de - 0,54 puntos porcentuales (p.p.), cuando en 2008 registró un diferencial positivo de 0,86 p.p

Tasa variación interanual IPCA UEM-España y diferencial 2004-2009

Fuente:
Dirección de Estudios y Análisis del Entorno Repsol



Tanto en España como en la zona euro el precio de la energía sufrió un fuerte descenso en 2009, tras haber experimentado un relevante incremento en 2008. Esta marcada volatilidad derivó de la evolución del precio del petróleo. En el caso del Brent, crudo de referencia en el mercado europeo.

En España, el comportamiento deflacionista de la energía en 2009 se debió a todos sus componentes, exceptuando la electricidad. Destacó fundamentalmente la contribución negativa de carburantes y lubricantes, -1,0 p.p.

Tasas de variación y contribución al IPCA energético 2009

Fuente:
Dirección de Estudios y Análisis del Entorno Repsol

	Tasas de variación anual		Contribución al IPCA		Diferencial de contribuciones
	España	UEM	España	UEM	España-UEM
IPC general	-0,25	0,29	-0,25	0,29	-0,54
IPC subyacente	0,85	1,34	0,67	1,09	-0,42
IPC energía	-8,61	-7,91	-1,03	-0,87	-0,16
Carburantes y lubricantes	-14,28	-12,58	-1,01	-0,58	-0,43
Gas	-10,01	-2,49	-0,16	-0,06	-0,10
Gasóleo calefacción	-30,93	-27,87	-0,20	-0,29	0,09
Electricidad	8,51	4,29	0,22	0,11	0,12

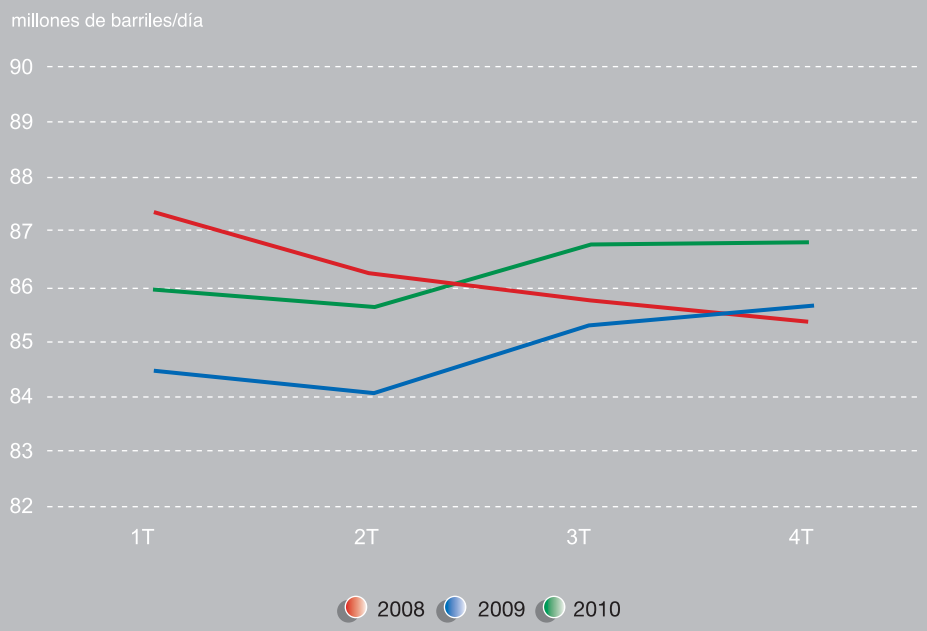
B Demanda, producción, consumos y reservas de crudo

La demanda mundial de crudo en el primer trimestre de 2009 se situó en 84,5 MBbl/día, 800.000 menos que el último trimestre del año anterior.

En el segundo la demanda disminuyó hasta 84,1 MBbl/día, siguiendo la tendencia de los años anteriores.

En los dos últimos trimestres del año, la demanda aumentó hasta 85,3 MBbl/dia y 85,7 MBbl/día respectivamente.

Según las últimas estimaciones disponibles, la previsión para el año 2010 es de una demanda media de crudo de 86,3 MBbl/día.



Demanda mundial de crudo

Fuente:
CNE/ Agencia internacional de la Energía
Datos 2010 estimados.

El promedio de la oferta mundial de crudo alcanzó los 84,4 MBbl/día, en el primer trimestre del año 2009. Durante el segundo trimestre y al igual que el año anterior, la producción disminuyó hasta los 84,0 MBbl/día. En el tercer trimestre la producción de crudo aumentó, hasta situarse en 85,1 MBbl/día. En el último trimestre del año, la producción aumentó hasta los 86,0 MBbl/día.
Las estimaciones más recientes para 2010, sitúan la oferta mundial de crudo en niveles superiores a los de 2009.

Produccion mundial de crudo (1)

Fuente:
CNE/Agencia Internacional de la Energía.
Datos 2010 estimados.

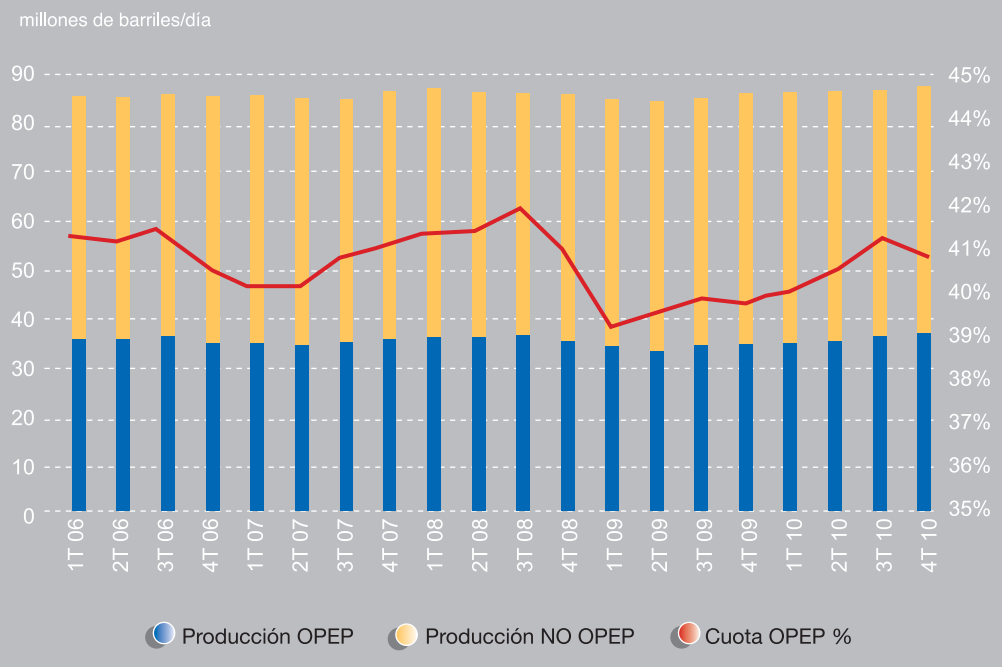
(1) Se Incluye crudo, condensado, GNL, crudo de fuentes no convencionales y otras fuentes de suministro.

En la siguiente gráfica, se muestra la evolución de la producción mundial de crudo OPEP y no OPEP desde el año 2006 hasta 2010.
Durante el primer trimestre de 2009, la aportación de la OPEP a la producción mundial disminuyó respecto al último trimestre de 2008, situándose en un 39,22% (-1,76%). El resto del año, la aportación se mantuvo constante, 39,52% en el segundo trimestre, 39,84% en el tercero y 39,77% en el cuarto.
Las estimaciones para 2010 prevén una cuota media de mercado de la OPEP del 40,60% frente al 39,58% registrado en 2009.

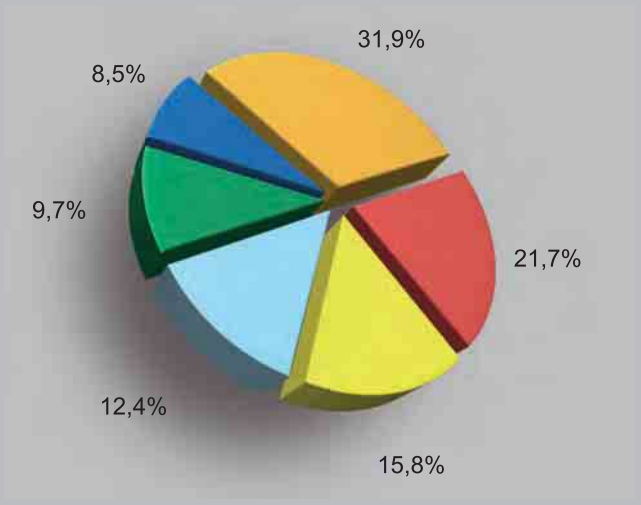
Producción mundial de crudo (1) OPEP/ no OPEP

Fuente:
CNE/Agencia Internacional de la Energía.
Datos 2010 estimados.

(1) Se Incluye crudo, condensado, GNL, crudo de fuentes no convencionales y otras fuentes de suministro.



La mayor parte de la producción mundial de crudo procede de Oriente Medio (31,9%). Europa y Eurasia se han consolidado a lo largo de los últimos años como la segunda área geográfica con mayor nivel de producción y alcanzan el 21,7% de la misma. América del Norte les sigue con el 15,8%

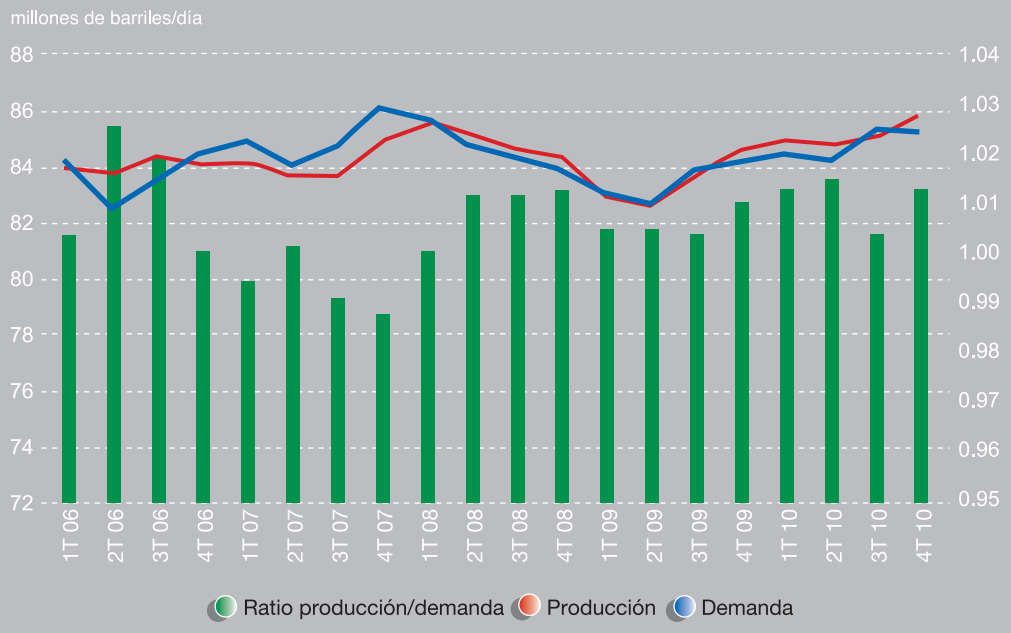


Distribución de la producción de crudo por áreas geográficas

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, junio 2009

En el primer semestre del año el diferencial producción -demanda se situó en 0,999 MBbl/día, nivel inferior al del último trimestre de 2008. En el tercer trimestre, el ratio disminuyó hasta 0,998 MBbl/día y en el cuarto trimestre del año aumentó hasta situarse en 1,004 MBbl/día.

Según las últimas estimaciones disponibles, en 2010 dicho ratio se mantendrá en media en 1,005 frente a 1,000 de 2009.



Producción vs demanda mundial de crudo (1) 2006-2010

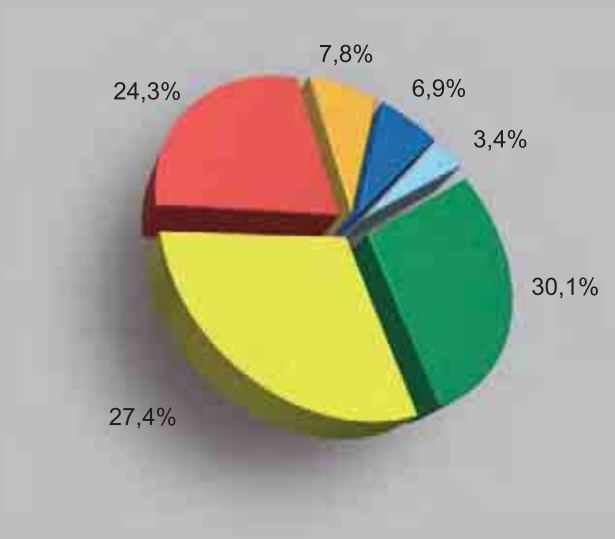
Fuente:
CNE/Agencia Internacional de la Energía .
Datos 2010 estimados.

(1) Se Incluye crudo, condensado, GNL, crudo de fuentes no convencionales y otras fuentes de suministro.

La distribución del consumo mundial de crudo por áreas geográficas es la siguiente: el área que registra el mayor consumo es Asia Pacífico (30%) seguida de cerca por América del Norte (27%) y de Europa y Eurasia (24%).

Distribución del consumo de crudo por áreas geográficas

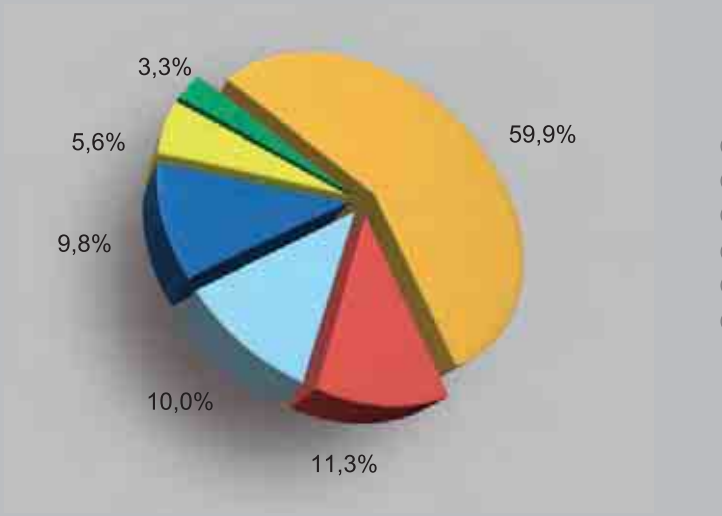
Fuente:
BP Statistical Review of World Energy, junio 2009



La distribución de las reservas mundiales de crudo sigue apuntando a Oriente Medio como el área geográfica con mayor número de reservas probadas (60% del total). Lejos se sitúan Europa y Eurasia con un 11% y África con un 10%.

Distribución de las reservas por áreas geográficas

Fuente:
BP Statistical Review of World Energy, junio 2009



La cotización internacional media del barril de crudo Brent de 2009 se situó en 61,60 $/Bbl, un 36,4% por debajo de la de 2008.

En los dos primeros trimestres de 2009 el precio del crudo mantuvo una tendencia alcista por razones diversas como el incremento de las tensiones geopolíticas en Oriente Medio y Nigeria, el anuncio de la Reserva Federal de EE.UU. del plan de compra de activos devaluados del sistema financiero, el conflicto energético entre Rusia y Ucrania, la explosión de una refinería en Texas y el descenso de los niveles de inventarios.

Durante el tercer y cuarto trimestre, la cotización de crudo continuó incrementándose como respuesta ante una contracción de la economía estadounidense inferior a la esperada, la revisión al alza por parte de la AIE y de la OPEP de sus previsiones de demanda de crudo y la disminución de los niveles de stocks.

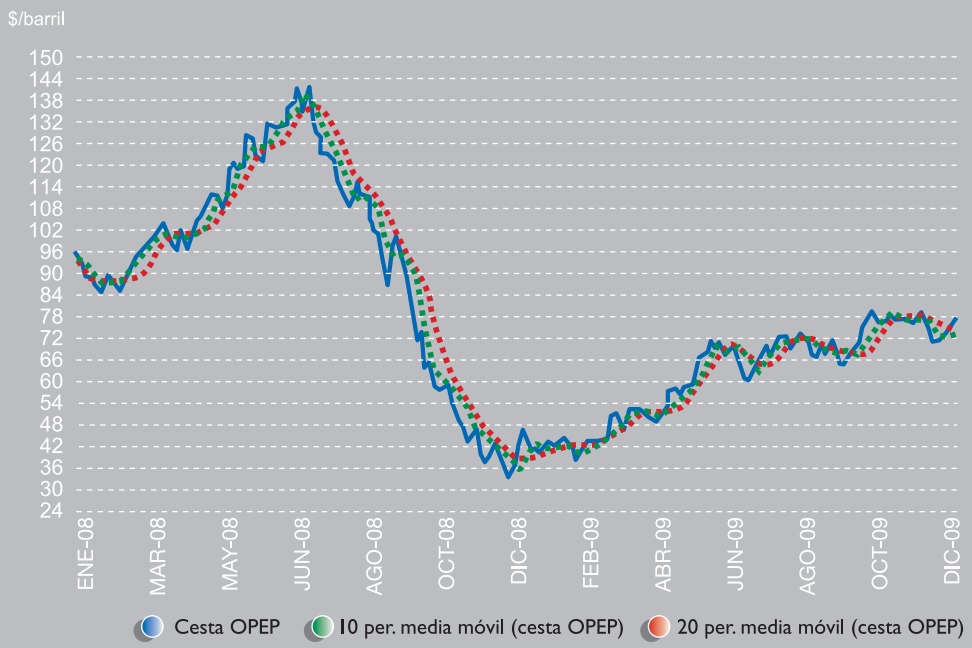
Precio del crudo Brent 2008

Fuente:
PLATT'S (Cotizaciones máximas diarias del barril de crudo Brent Dated (DTD))

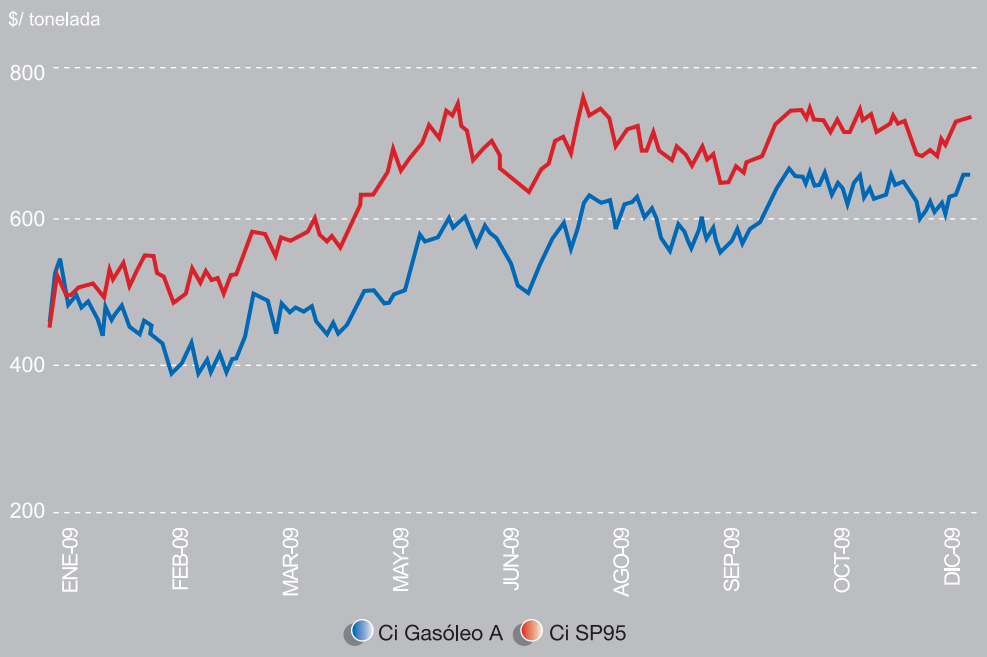
Por lo que respecta a la cesta de crudo OPEP, el precio medio en el año 2009 se ha situado en 60,98 $/Bbl, un 35,1% por debajo de la media de 2008.
Las cotizaciones medias de la cesta OPEP de 2009 han sido de 42,84$/Bbl a principios de año, de 58,61$/Bbl en el segundo trimestre y de 67,60$/Bbl y 74,29$/Bbl en los dos últimos, respectivamente.
En la reunión del 15 de junio de 2005, se aprobó un nuevo mecanismo de cálculo de la cesta que consiste en una media ponderada, en base a volumen de exportaciones, de once tipos de crudo representativos de todos los países de la OPEP y que resulta en una referencia de crudo más pesado y con mayor contenido de azufre que la utilizada anteriormente.

Precio del crudo de la cesta OPEP 2009

Fuente:
CNE



En el siguiente gráfico se aprecia la evolución de las cotizaciones internacionales de la gasolina sin plomo 95 y del gasóleo A a lo largo del año 2009.



Cotizaciones Internacionales CIF Mediterraneo-Noroeste de Europa de productos petrolíferos 2009

Fuente: PLATT'S

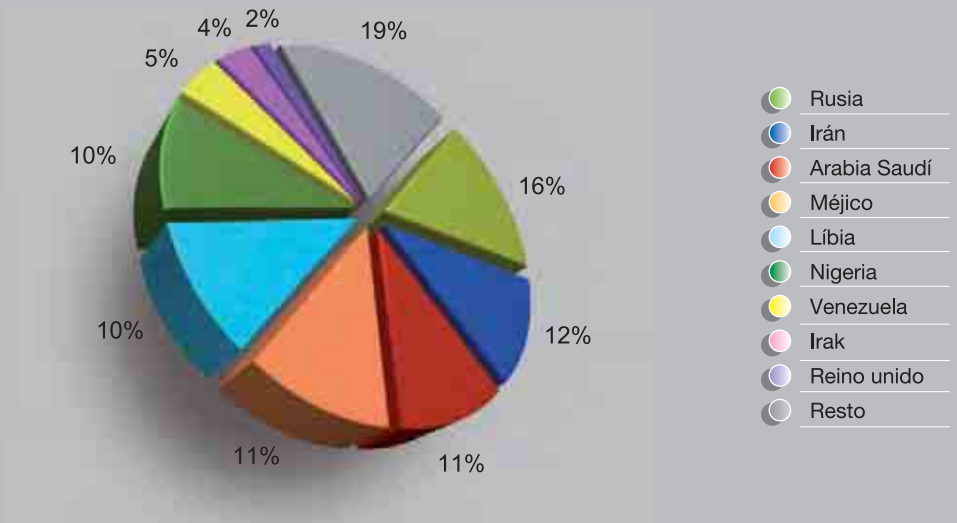
(Media ponderada de las cotizaciones máximas diarias de los cargamentos CIF del Mediterráneo (70%) y Noroeste de Europa (30%) publicadas por PLATT'S en su European Market Scan)

Datos Nacionales

A Importaciones

En 2009 las refinerías españolas importaron 52,30 millones de toneladas de crudo, un 10,6% menos que en 2008.
Como en años anteriores, el crudo recibido en los terminales de las refinerías se caracteriza por la multiplicidad de países de procedencia:

- Los países de la OPEP suponen un 55,8% del total de importaciones, con una fuerte diversificación dentro de los países miembros.
- Las importaciones procedentes de Rusia han disminuido un 6,9% respecto al año anterior, situándose en un 15,7%. Rusia continúa siendo el principal país suministrador.
- América representa el 10,8% de las importaciones, todas ellas procedentes de México.
- La Unión Europea se sitúa en cuarto lugar con un 3,7% del total.



Orígenes de las importaciones de crudo 2009

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

El siguiente cuadro retrata el balance de productos petrolíferos en 2009 comparándolo con los datos de 2008. Se detalla la balanza comercial petrolera en España.

La balanza de productos petrolíferos, en unidades físicas, presenta un saldo neto importador de 15,27 millones de toneladas.

Balance productos petroliferos

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos CORES

	2009	2008	Variación %
Consumos			
Productos petrolíferos (kt)	68.442	72.535	-5,6
Comercio Exterior			
Importaciones de crudo (kt)	52.297	58.508	-10,6
Saldo (imp-exp) prod.petr. (kt)	15.277	16.453	-7,1
Producción interior			
Crudo (kt)	107	127	-16,3
Materia prima procesada (kt)	57.738	61.092	-5,5

B Refino

Las refinerías existentes en España, su localización y capacidad, se detallan a continuación.

Refino en España

Fuente: CNE

Refinería	Capacidad MTm/año	FCC EQ MTm/año
Cartagena	5,0	-
La Coruña	6,0	3,5
Puertollano	7,0	4,0
Tarragona	8,0	3,5
Bilbao	11,0	4,0
Tenerife	4,5	0,7
Algeciras	12,0	2,7
Huelva	5,0	1,1
Castellón	6,0	1,5
ASESA	1,1	-

El refino español compite con el europeo en condiciones de mercado enteramente liberalizado y sus instalaciones, en cuanto a capacidad de conversión y desulfuración, están a la altura de las de la UE, como se detalla en la siguiente tabla.

Además, está en curso un ambicioso programa de inversiones que cubrirá durante los próximos ejercicios casi todas las refinerías.

Se han aprobado y están en ejecución inversiones en las refinerías existentes superiores a los 6.000 millones de euros para aumentar la producción de destilados medios en más de 8 millones de tm.

Aumento en la capacidad de procesamiento de crudo
- Unidades de destilación atmosférica y a vacío en Huelva, Cartagena y Algeciras

Transformación de fueles y gasóleos pesados en diesel
- Cokers en Castellón, Cartagena y Bilbao
- Hydrocrackers en Huelva, Cartagena y Algeciras

Productos más límpios
- Plantas de hidrógeno y de hidrodesulfuración

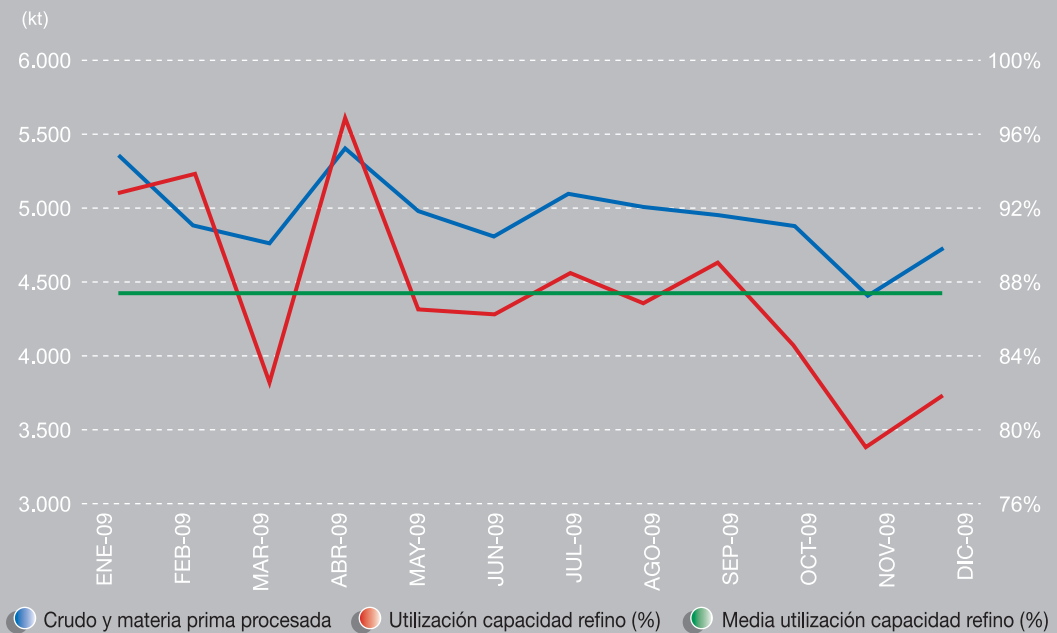
Mayor eficiencia energética
- Unidades de cogeneración eléctrica

	MTm/año	miles Bbl/día
DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA	66,5	1344
DESTILACIÓN A VACIO	23,5	435
FCC	10,1	194
HYDROCRACKING	2,5	47
VISBREAKING	8,8	150
COQUIZACIÓN	2,6	43
REFORMADO	8,4	196
HDS/HDT	40,1	822

Estructura de las refinerías 2009

Fuente: AOP

En 2009, la tasa media de utilización de la capacidad de refino en España se situó en el 87,4%.



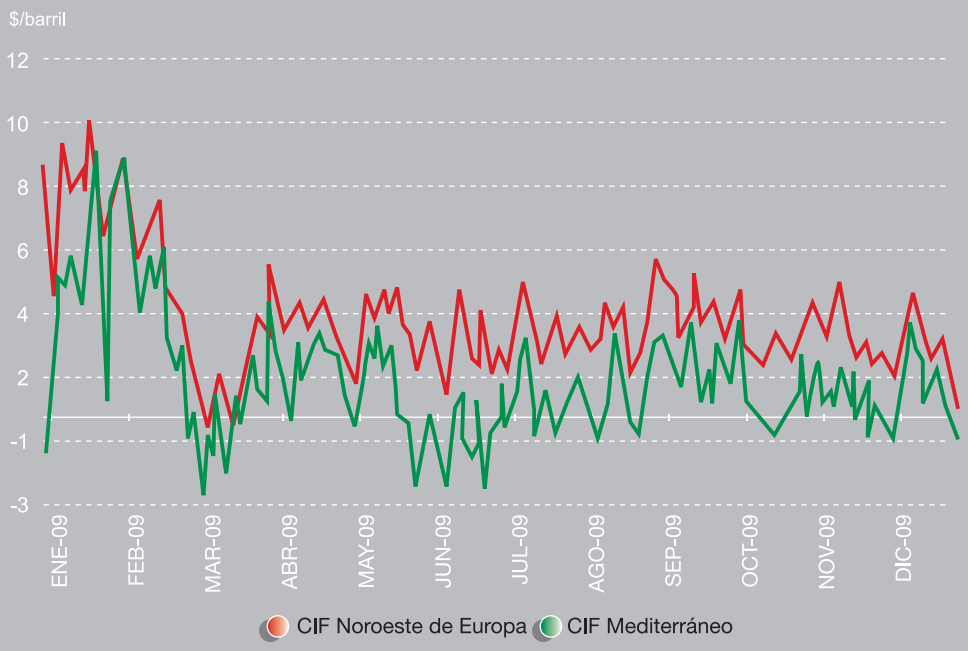
Grado de utilización de la capacidad de refino

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

Los márgenes de refino en 2009 se han situado en niveles bajos y han estado influenciados por una demanda más débil y por los diversos cortes en el suministro de crudo realizados por la OPEP.

Márgenes de refino cracking 2009 para crudo ural

Fuente:
CNE

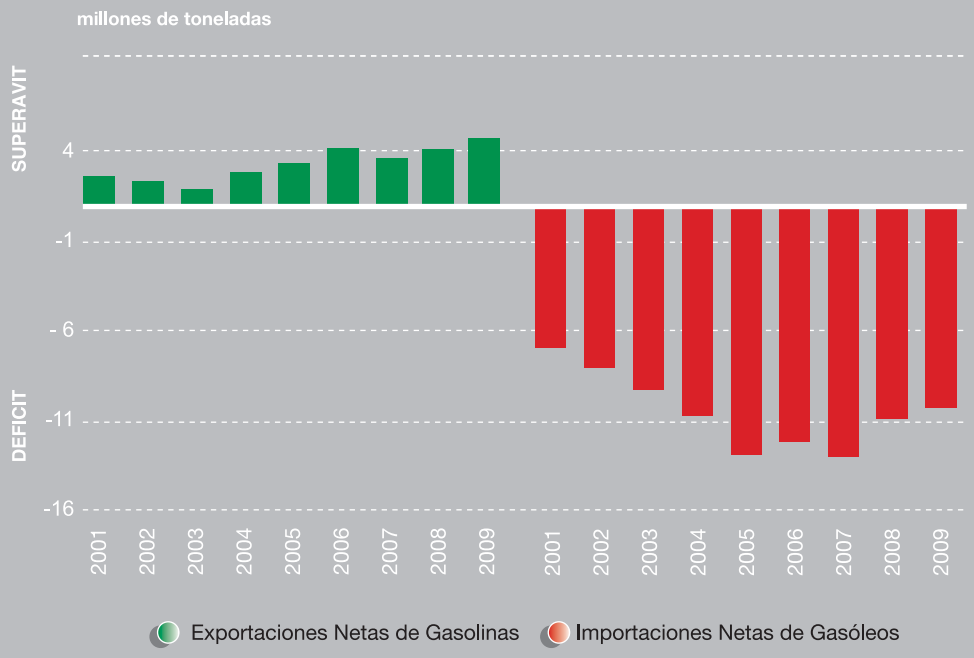


En 2009, el saldo neto importador de productos petrolíferos se eleva a 15,28 millones de toneladas, y el ratio de importaciones netas de productos petrolíferos con respecto al consumo total, se sitúa en el 22,3%
En el año, las importaciones han tenido una caída del 1,2% mientras que las exportaciones ascendieron un 8,4%.

En el caso de los gasóleos el saldo neto importador del año es de 10,68 millones de toneladas, equivalente al 34,4% del consumo total en España de este producto.
Las gasolinas representan el 34,4% del total de las exportaciones anuales y el gasóleo supone el 43,5% del total de las importaciones.

Desequilibrios producción-demanda de productos en España 2001-2009

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES



Logística

En el mercado español, la Compañía Logística de Hidrocarburos CLH es la empresa líder en transporte y almacenamiento de productos petrolíferos. Sus instalaciones cubren el territorio peninsular español, así como las Islas Baleares.

- 3.855 Km. de oleoductos
- 37 Instalaciones de almacenamiento
- 29 instalaciones aeroportuarias
- 8 Refinerias conectadas a la red de CLH
- 14 Instalaciones portuarias

Infraestructura logística del Grupo CLH

Fuente:
CLH

INFRAESTRUCTURA 2009

Capacidad de Almacenamiento

7,1 millones de m³

Oleoductos

3.855 kilómetros

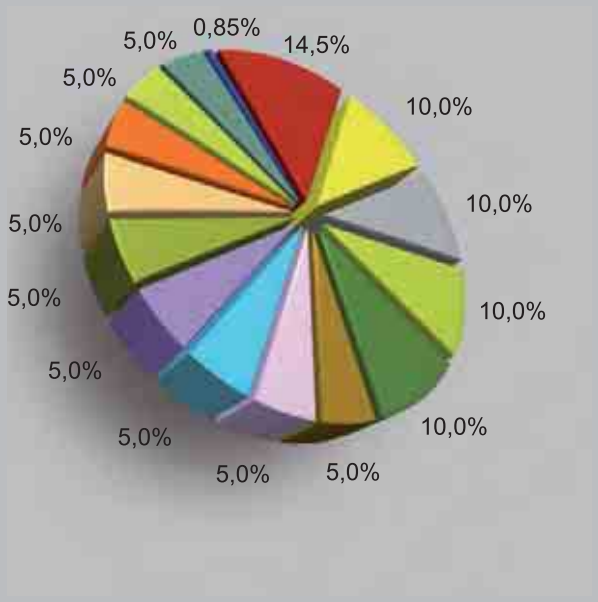
Buques-Tanque (1)

2 unidades

(1) No son propiedad de CLH, están fletados a terceros.
Fuente: CLH

Accionariado de CLH

Fuente
CLH



Actividad de CLH por sectores y productos

Fuente: CLH

Mercados/Productos (miles de toneladas)	2008	2009	%09/08
TERRESTRE			
Gasolinas Auto	4.923	4.750	-3,5
Gasóleos	27.183	25.718	-5,4
Fuelóleos	900	753	-16,3
Otros	175	183	4,6
Subtotal mercado terrestres	**33.181**	**31.404**	**-5,4**
AVIACIÓN			
Queroseno de Aviación	4.495	4.118	-8,4
Gasolina de Aviación	5	5	0,0
Subtotal mercado aviación	**4.500**	**4.123**	**-8,4**
MARINA			
Gasóleos	414	368	-11,1
Fuelóleos	1.126	1094	-2,8
Subtotal mercado marina	**1.540**	**1.462**	**-5,1**
Total	**39.221**	**36.989**	**-5,7**

En el mapa se detallan las alternativas logísticas existentes:

Otros sistemas logísticos

Fuente:
CNE

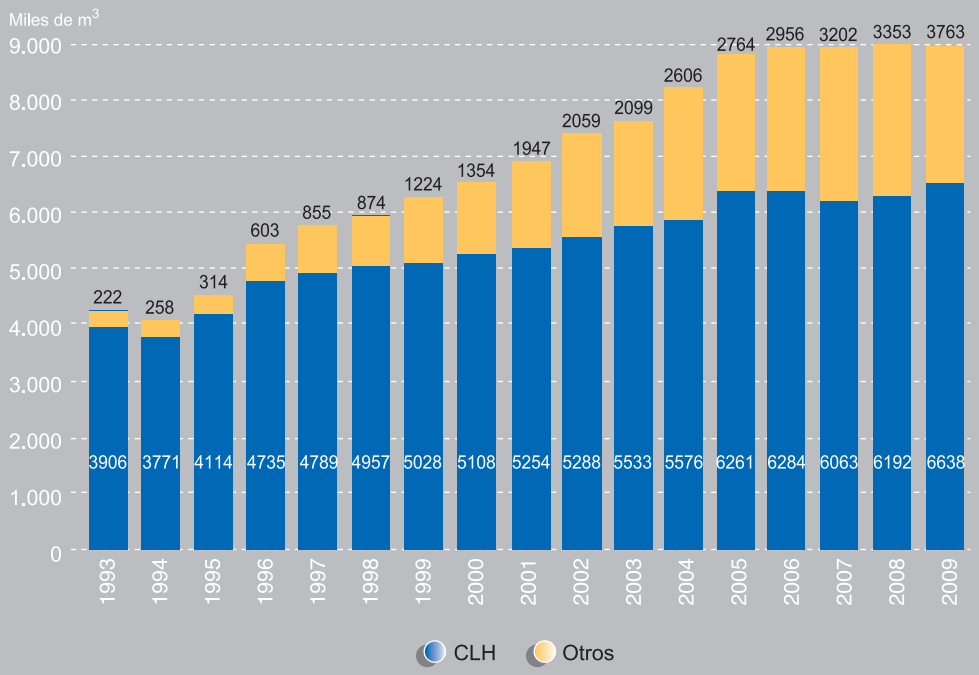
	miles de m³
DECAL	913,44
MEROIL	636,62
TERMINALES PORTUARIAS	556,51
EUROENERGO	333,18
FORESTAL ATLANTICO	283,00
SECICAR	240,94
PETROLEOS ASTURIANOS	240,59
ESERGUI	219,60
DISA	208,00
TERMINALES CANARIOS	206,46
DUCAR	202,37
RECEPTORA DE LIQUIDOS	192,20
TERQUIMSA	190,00
PTROVAL	139,04
SARAS ENERGIA	133,00
FELGUERA-IHI	110,00
PETROCAN	109,90
ATLAS	89,90
PETROLIGIS CANARIAS	73,40
SHELL ESPAÑA	61,78
GALP DISTRIBUCIÓN	56,00
CHEVRON ESPAÑA	54,82
CMD	44,59
FORESA	32,40
OTHER	26,60
Total	**5.354,3**

Capacidad de almacenamiento de otros sistemas logísticos

Fuente:
CNE

Evolución de la capacidad de almacenamiento en la península de gasolinas y gasóleos

Fuente: CNE y CLH



D Consumo

El consumo de productos petrolíferos en España en 2009 ha disminuido un 5,6% situándose en 68,4 millones de toneladas, aproximadamente 4 millones de toneladas menos que en 2008, en sintonía con la debilidad del conjunto de indicadores económicos.

El consumo de los destilados medios, querosenos y gasóleos, suponen un 56,2% de la demanda total, mientras que las gasolinas representan sólo un 8,8%.

Las gasolinas siguen presentando una tendencia a la baja y presentan una tasa negativa del 4,5%.

La demanda de combustibles de automoción fue de 29,8 millones de toneladas, un 5,2% menos que en 2008. De este total, un 79,8% correspondió a los gasóleos auto y un 20,2% a las gasolinas.

La tasa de variación de los querosenos respecto al año 2008 ha sido negativa, -8,8%.

La tasa de crecimiento de los gasóleos se ha situado en un -5,7%

El apartado de otros, que incluye: lubricantes, productos asfálticos, coque y otros, desciende un 5,7%.

Todos los productos experimentan descensos a lo largo del año.

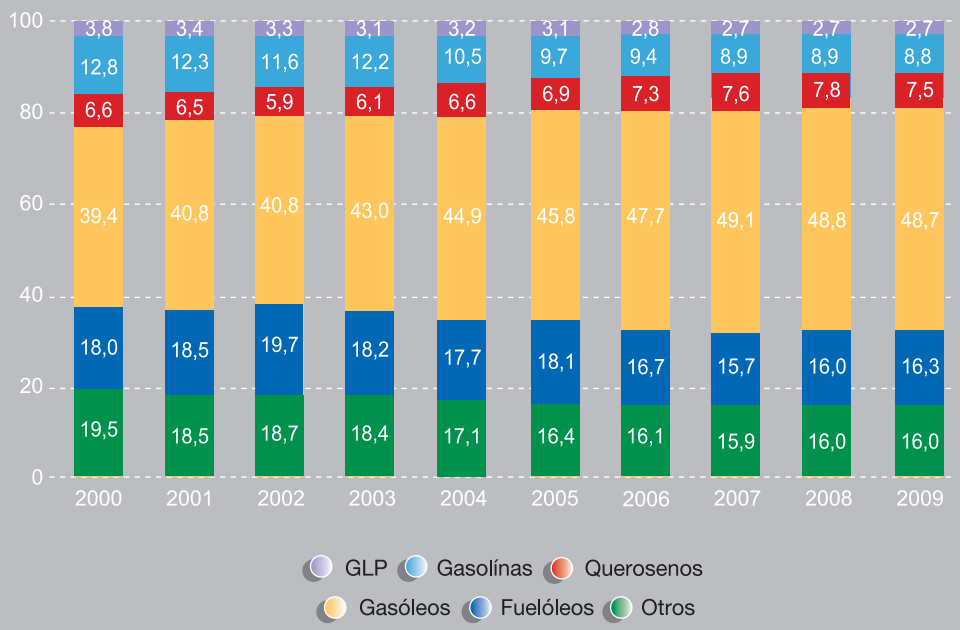
Distribución del consumo de productos petrolíferos en España

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

CONSUMOS

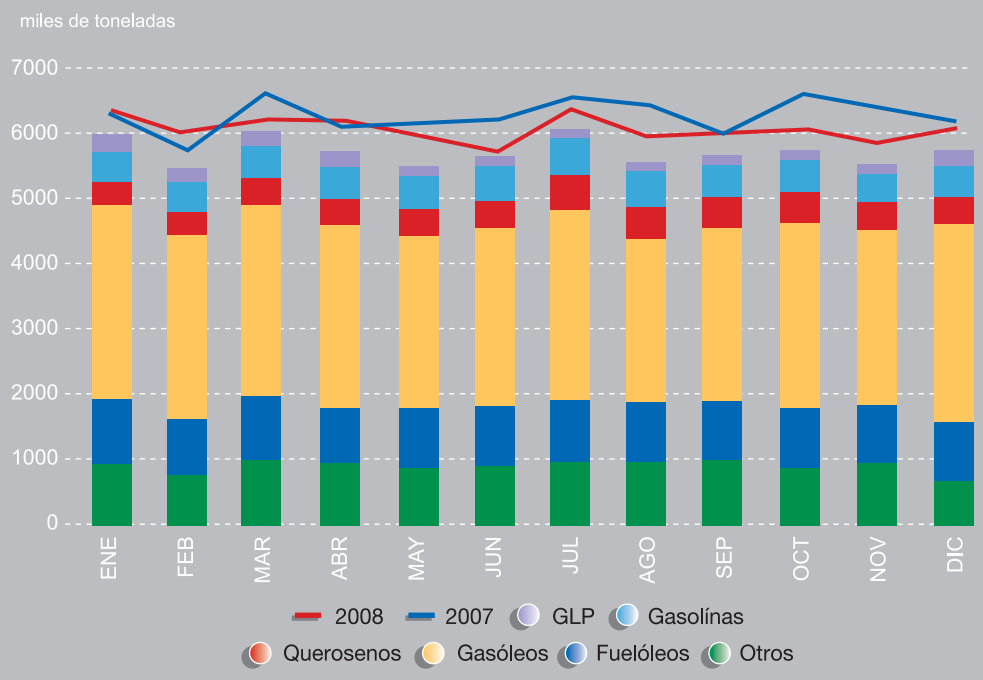
	2009 (Kt)	%var.* 09-08	%var.* 08-07	%var.* 07-06
GLP	1.840	-7,1	-3,9	-0,7
Gasolinas	6.013	-4,5	-6,0	-3,5
Querosenos	5.133	-8,8	-1,4	4,1
Gasóleo	33.345	-5,7	-3,9	5,5
Fuelóleos	11.146	-4,2	-0,9	-4,1
Otros**	10.965	-5,6	-2,9	0,0
TOTAL	**68.442**	**-5,6**	**-3,3**	**1,3**

(*) Tasas de variación mismo periodo años anteriores.
(**) Incluye bases y aceites lubricantes, productos asfálticos, coque y otros.



Distribución del consumo de productos petrolíferos en España

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES



Evolución del consumo de productos petrolíferos en España 2009

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

Gasolinas

Para el conjunto del año, la demanda global de las gasolinas de automoción se sitúa en 6 millones de toneladas, lo que supone un descenso del 5,7% respecto al año anterior, siendo más acusado el descenso en las gasolinas de 98 I.O

El fenómeno de la dieselización del parque móvil, aunque de forma más moderada, sigue marcando la evolución del consumo de las gasolinas. El consumo de gasolinas de 95 I.O presentó una tasa negativa respecto a 2008 del 3,9%. En cuanto a la gasolina de 98 I.O, el consumo anual ha sido de 642 miles de toneladas, un 9,5% por debajo de 2008.

Consumos nacionales gasolinas

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

(miles de toneladas)	2009	2008	% Variación
Sin plomo 95 I.O	5.363	5.578	-3,9
Sin plomo 98 I.O	642	709	-9,5
Gasolinas automoción	**6.005**	**6.287**	**-4,5**
Otras gasolinas	8	8	-5,1
Total gasolinas	**6.013**	**6.296**	**-4,5**

Biocarburantes en gasolinas en 2009

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

(miles de toneladas)

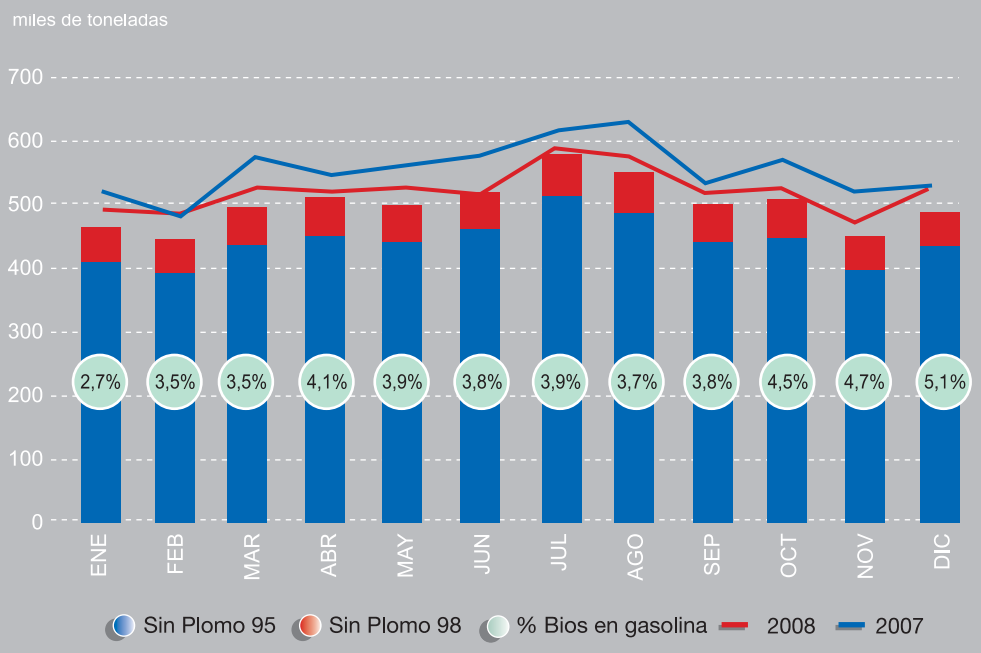
Producto	E	F	M	A	My	J	Jl	Ag	S	O	N	D	Total
Bioetanol	13	16	17	21	19	20	23	20	19	23	21	25	**236**

Como en años anteriores, la gasolina sin plomo 95 ha sido la más demandada. Los meses de mayor consumo alcanzados tanto de la gasolina sin plomo 95 como la sin plomo 98 se producen debido a la estacionalidad de la demanda, en los meses de verano.

Evolución del consumo de gasolinas auto en España 2009

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

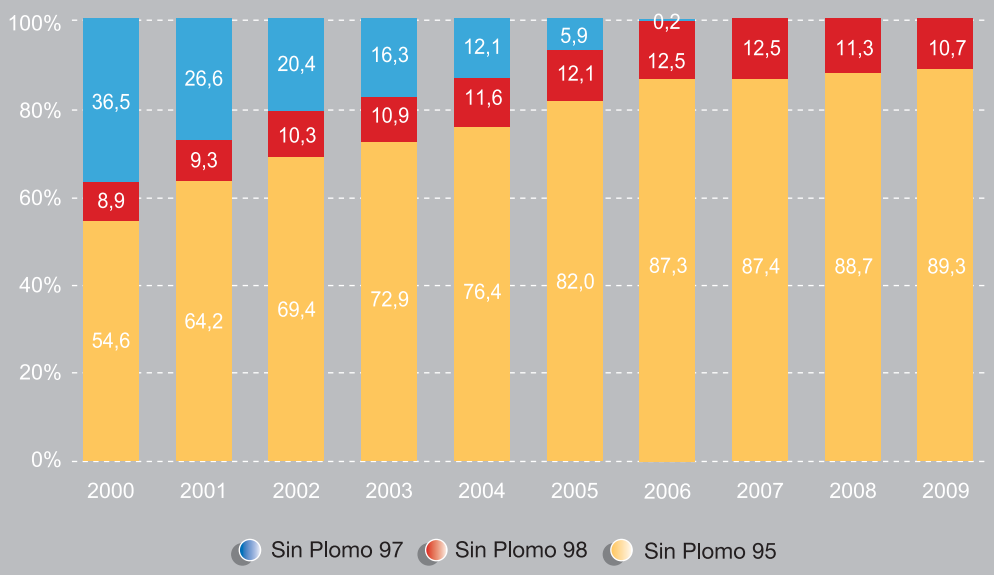
Nota:
Los contenidos de biocarburantes se expresan en % en peso.



El consumo de la gasolina sin plomo 95 se ha situado en 5,363 millones de toneladas en 2009, lo que representa el 89,3% del total de gasolinas de automoción. El consumo de la gasolina sin plomo 98 representa el 10,7% del total.

Distribución del consumo de gasolinas auto

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES



A continuación se detalla el consumo de gasolinas en España, en 2009, por Comunidades Autónomas.

Consumos de gasolinas por CCAA 2009

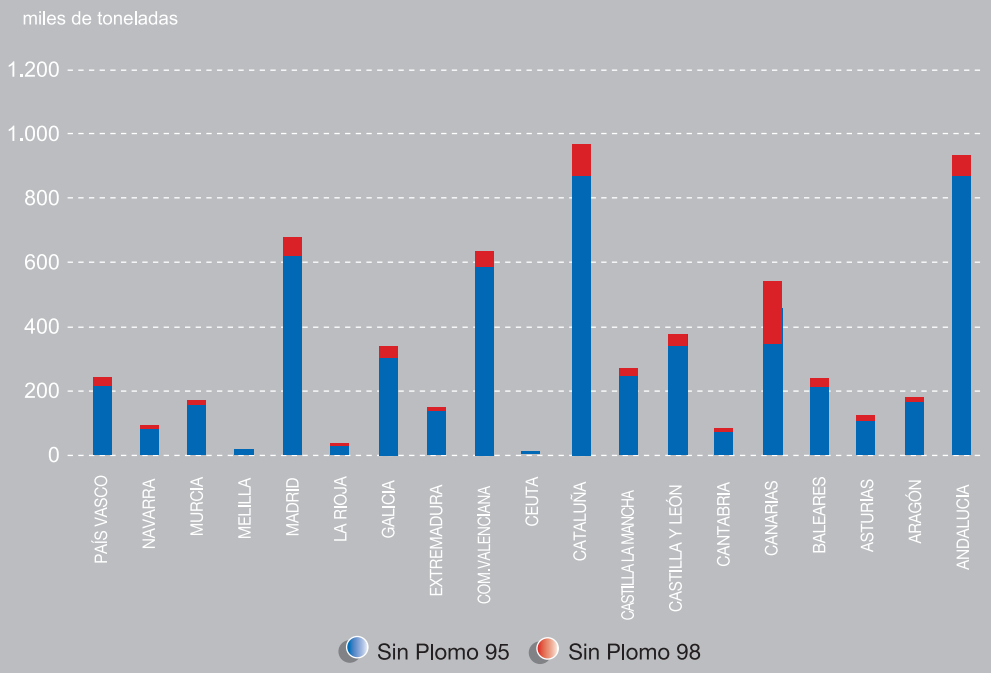
Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

miles de toneladas	Sin Plomo 95	Sin Plomo 98
ANDALUCIA	869	60
ARAGÓN	161	14
ASTURIAS	108	14
BALEARES	209	21
CANARIAS	346	192
CANTABRIA	74	7
CASTILLA Y LEÓN	343	33
CASTILLA LA MANCHA	238	20
CATALUÑA	869	99
CEUTA	10	1
COM.VALENCIANA	588	43
EXTREMADURA	136	8
GALICIA	303	30
LA RIOJA	33	3
MADRID	620	57
MELILLA	8	-
MURCIA	151	13
NAVARRA	80	5
PAÍS VASCO	218	22
TOTAL PRODUCTOS	**5.363**	**642**

Cataluña, Andalucía, Valencia y Madrid, son las Comunidades que acumulan la mayor parte del consumo de gasolinas.

Consumos de gasolinas por CCAA 2009

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES



Gasóleos

El consumo de gasóleos en 2009 alcanzó los 33,345 millones de toneladas, un 5,7% menos que en 2008. El consumo de gasóleos representa el 48,7% del total del consumo de productos petrolíferos.

Las tasas de variación respecto a 2008 han sido negativas para la totalidad de los diferentes tipos de gasóleo: el gasóleo A -5,1%, el B -5,8% y el gasóleo de calefacción -9,8%

Consumos nacionales gasóleos

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

(*) Incluye bunkers para la navegación marítima internacional

(miles de toneladas)	2009	2008	%Variación
Gasóleo A	23.577	24.851	-5,1
Biodiesel	41	101	-59,1
Biodiesel Mezcla	167	174	-4,1
Subtotal Gasóleos Auto	**23.785**	**23.126**	**-5,3**
Gasóleo B	5.571	5.914	-5,8
Gasóleo C	2.512	2.783	-9,8
Otros Gasóleos (*)	1.478	1.555	-5,0
Total Gasóleos	**33.345**	**35.378**	**-5,7**

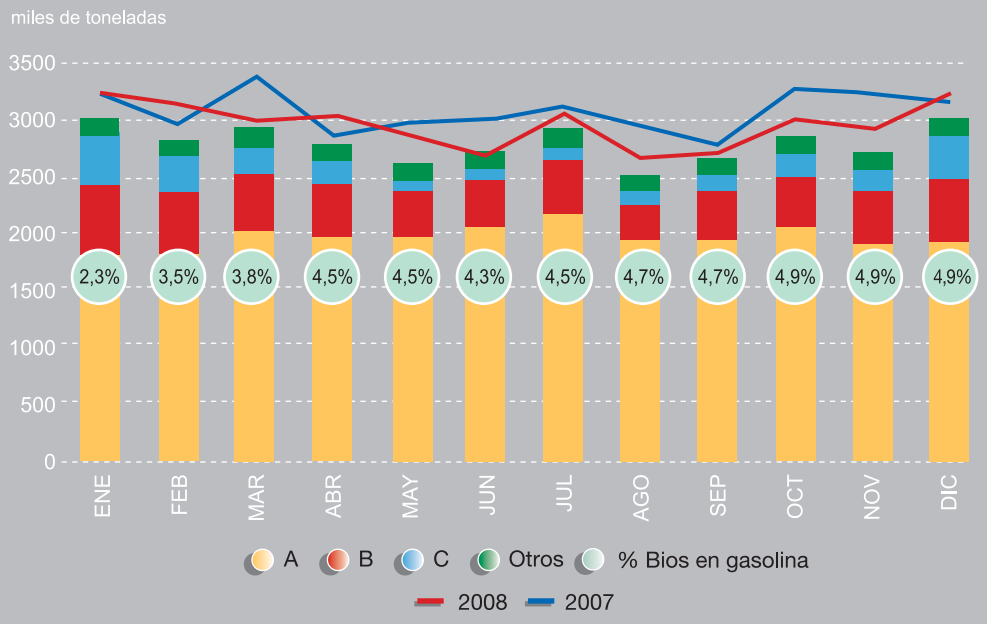
Biocarburantes en gasóleos en 2009

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

(miles de toneladas)

Producto	E	F	M	A	My	J	Jl	Ag	S	O	N	D	Total
Biodiesel	42	65	75	89	90	90	101	91	94	100	94	96	**1.028**

La evolución del consumo de los gasóleos de automoción y calefacción se ha movido a lo largo del año en función de su estacionalidad. Al estudiar el comportamiento del consumo del gasóleo A se observa que alcanza sus máximos durante los meses de periodos vacacionales, mientras que en el gasóleo C se producen durante los meses de invierno.

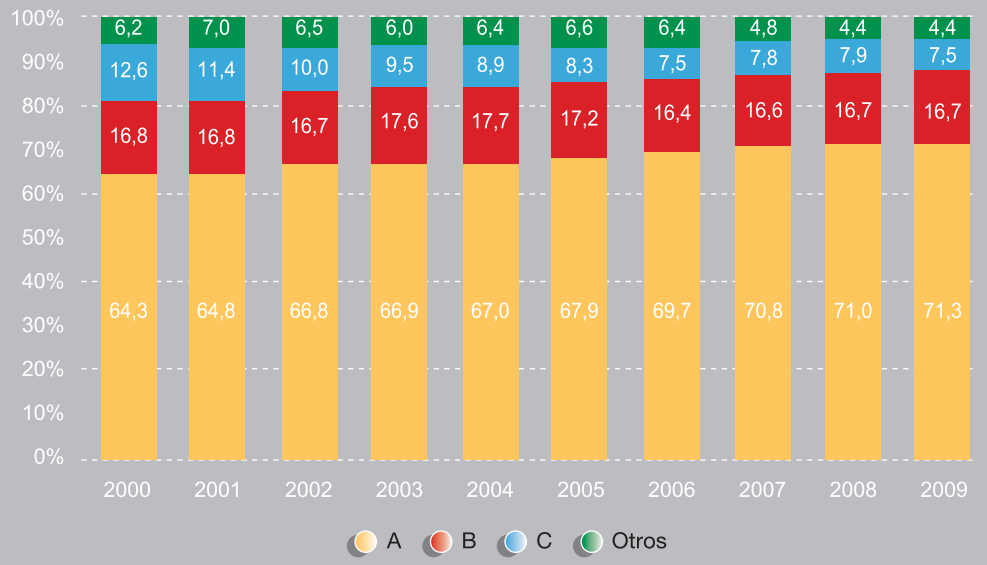


Evolución del consumo de gasóleos en España

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

Nota: Los contenidos de biocarburantes se expresan en % en peso.

En cuanto a los repartos porcentuales del consumo de los diferentes gasóleos, hay que resaltar el avance del gasóleo A que, como en años anteriores, sigue incrementando su peso relativo y representa ya el 71,3% del total.
El gasóleo B representa el 16,7% y el gasóleo C un 7,5% del total.



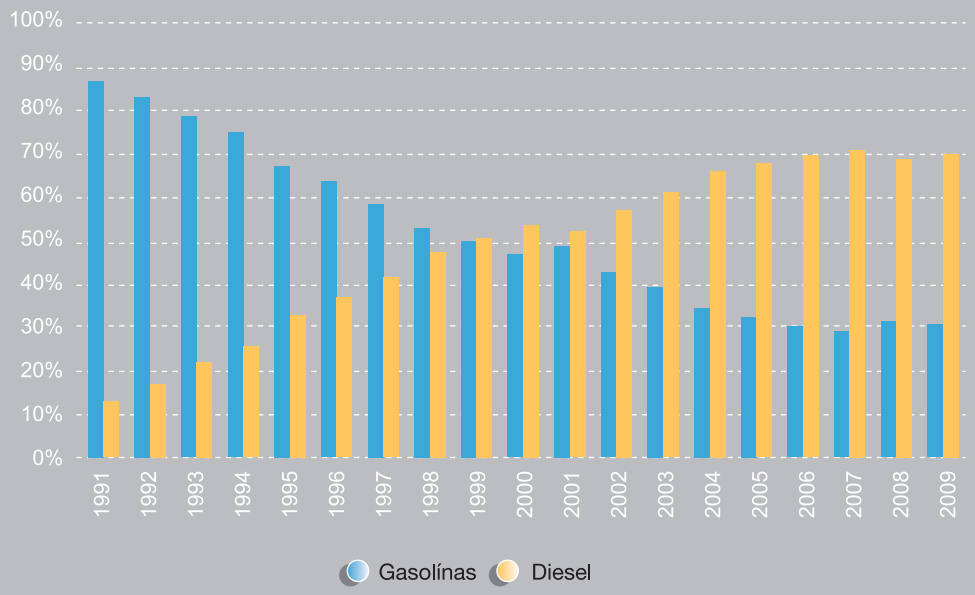
Distribución del consumo de gasóleos

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

Los datos de matriculaciones de turismos siguen mostrando la dieselización del parque automovilístico español. El 70% de los turismos matriculados en 2009 fueron de motor diésel y el 30% de gasolina.

Evolución matriculaciones de turismos

Fuente: ANFAC



El consumo de gasóleos en 2009 por Comunidades Autónomas ha sido el siguiente

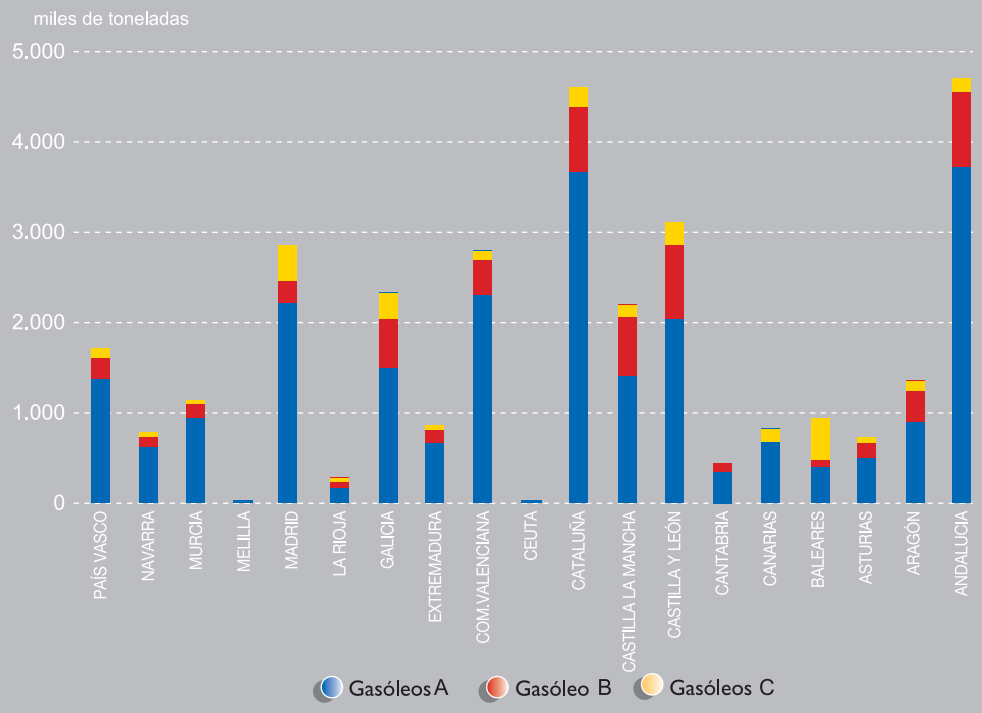
Consumos de gasóleo por CCAA 2009

Fuente: Estadístico de Hidrocarburos, CORES

miles de toneladas	Gasóleos A	Gasóleos B	Gasóleo C
ANDALUCIA	3.743	816	162
ARAGÓN	896	328	133
ASTURIAS	507	149	71
BALEARES	399	71	449
CANARIAS	677	-	148
CANTABRIA	342	81	11
CASTILLA Y LEÓN	2.055	814	232
CASTILLA LA MANCHA	1.419	640	134
CATALUÑA	3.668	742	205
CEUTA	24	-	-
COM.VALENCIANA	2.321	372	110
EXTREMADURA	667	161	28
GALICIA	1.505	548	263
LA RIOJA	174	61	32
MADRID	2.232	242	374
MELILLA	17	-	-
MURCIA	935	178	25
NAVARRA	610	133	44
PAÍS VASCO	1.385	235	93
TOTAL PRODUCTOS	**23.577**	**5.571**	**2.512**

Nota: No incluye otros gasóleos de automoción

Las Comunidades Autónomas con mayor consumo de gasóleos durante 2009 fueron: Andalucía, Cataluña, Castilla León, Madrid y la Comunidad Valenciana.



Consumos de gasóleo por CCAA 2009

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

Querosenos

El consumo de querosenos, en 2009, alcanzó la cifra de 5,13 millones de toneladas, un 8,8% menos que en el año 2008. Esta caída de la demanda está en consonancia con la caída de la actividad que está experimentando el transporte aéreo interior.

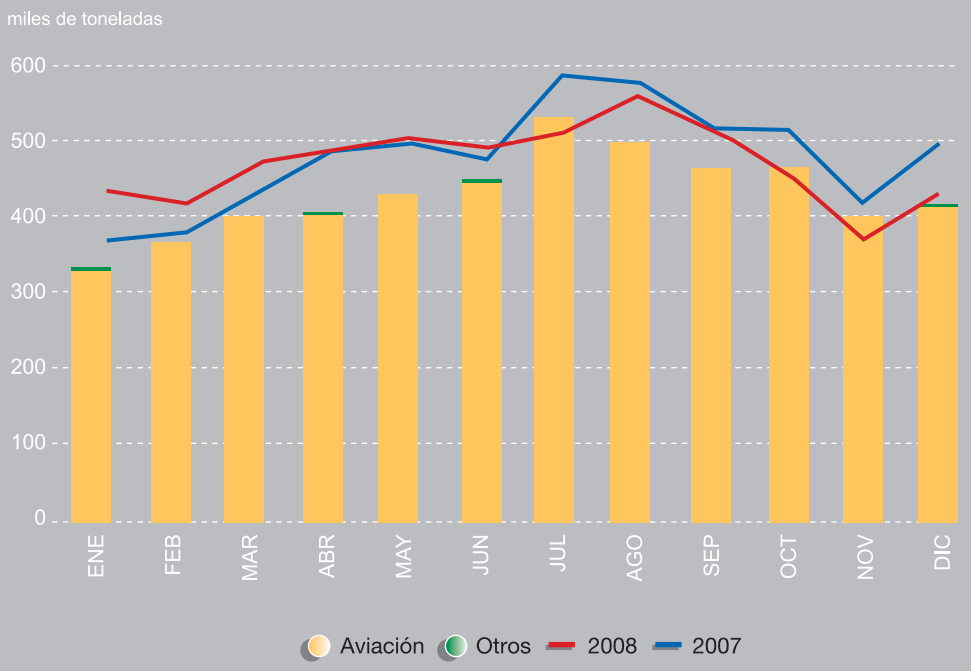
(miles de toneladas)	2009	2008	% Variación
Querosenos aviación	5.133	5.629	-8,8
Otros	1	1	34,9
Total Querosenos	**5.133**	**5.630**	**-8,8**

Consumos nacionales querosenos

Fuente:
Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

Evolución del consumo de querosenos

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

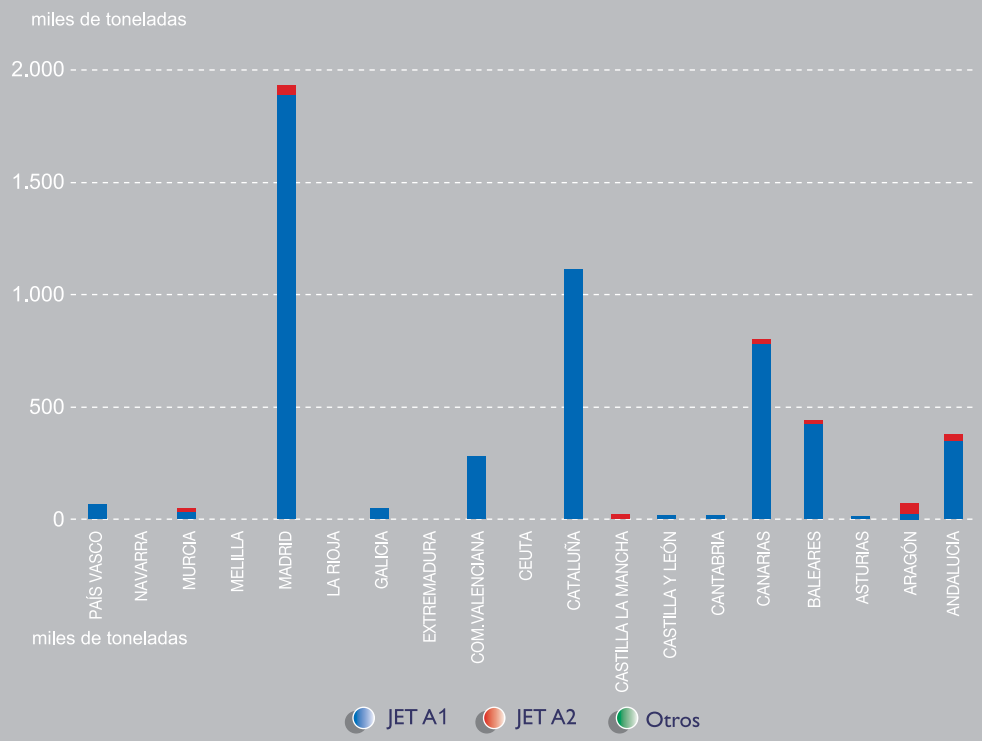


Las Comunidades Autónomas en las que se han registrado las mayores cifras de consumo de querosenos son Madrid, Cataluña y Canarias.

Consumos nacionales de querosenos por CCAA 2009

Fuente: CORES

toneladas	JET A1	JET A2	OTROS
ANDALUCIA	350.623	18.242	-
ARAGÓN	17.648	35.744	32
ASTURIAS	8.967	-	6
BALEARES	430.086	2.216	-
CANARIAS	773.954	17.674	169
CANTABRIA	7.195	-	5
CASTILLA Y LEÓN	5.635	2.728	-
CASTILLA LA MANCHA	1.750	13.849	12
CATALUÑA	1.106.951	-	244
CEUTA	-	-	-
COM.VALENCIANA	273.348	244	106
EXTREMADURA	737	3.258	-
GALICIA	38.553	-	-
LA RIOJA	159	705	1
MADRID	1.884.586	39.811	15
MELILLA	1.029	299	-
MURCIA	31.578	4.533	-
NAVARRA	2.228	-	1
PAÍS VASCO	58.459	-	16
TOTAL PRODUCTOS	**4.993.486**	**139.303**	**607**



Consumos nacionales de querosenos por CCAA 2009

Fuente: CORES

Fuelóleos y otros productos

El consumo de fuelóleos en 2009 fue de 11,146 millones de toneladas, un 4,2% menos que en el año 2008. El mayor descenso se produce en la caída del consumo del fuelóleo BIA con una tasa negativa de crecimiento del 10,4%.

La demanda de otros productos, que incluye como principales a las bases para la fabricación de lubricantes y aceites lubricantes terminados, productos asfálticos y coque de petróleo, ha sido de 10,965 millones de toneladas, lo cual ha supuesto una demanda negativa del 5,6%.

(miles de toneladas)	2009	2008	% Variación
Fuelóleo BIA	3.406	3.800	-10,4
Otros fuelóleos	7.740	7.837	-1,2
Total Fuelóleos (*)	**11.146**	**11.637**	**-4,2**
Otros productos			
Bases y aceites lubricantes	416	486	-14,4
Productos Asfálticos	2.200	2.321	-5,2
Coque de Petróleo	4.303	4.438	-3,0
Otros (**)	4.046	4.369	-7,4
Total Otros productos	**10.965**	**11.614**	**-5,6**

Consumos nacionales de fuelóleos y otros

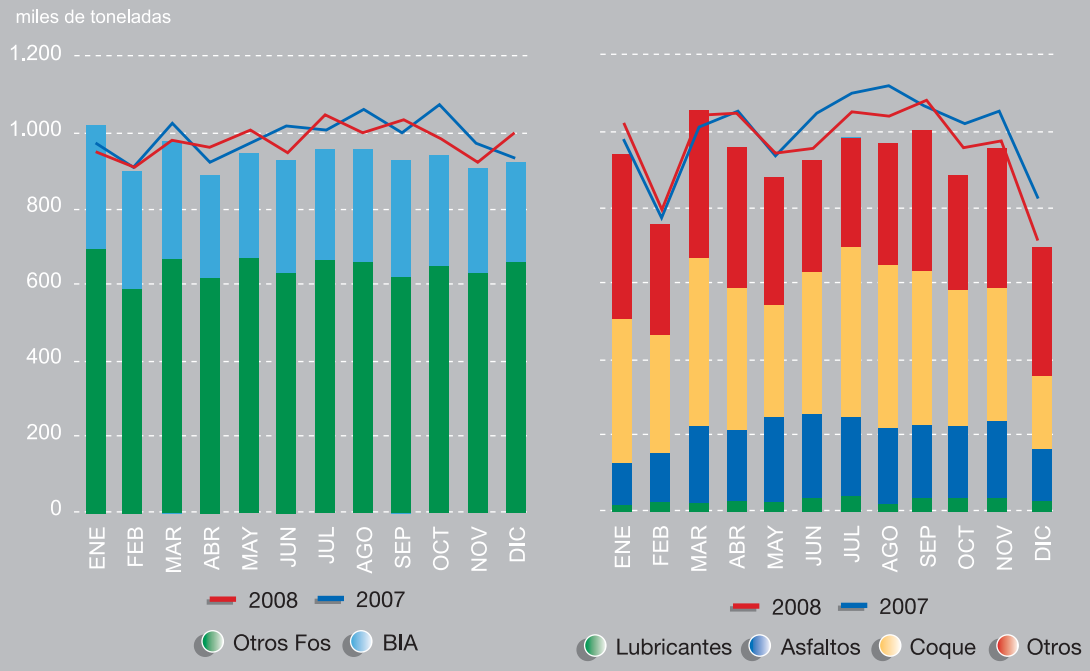
Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos, CORES

(*) incluye bunkers para la navegación marítima internacional

(**) incluye naftas, condensados, parafinas, disolventes y otros

Evolución del consumo de fuelóleos y otros productos 2009

Fuente: Boletín estadístico de Hidrocarburos, CORES

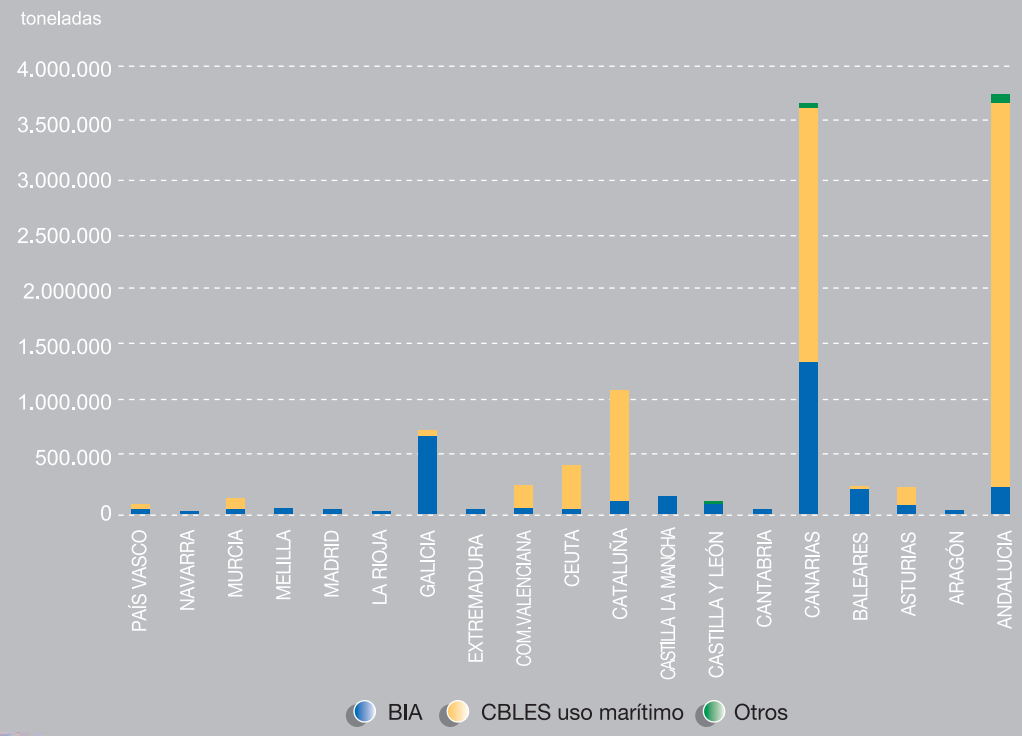


Andalucía y Canarias son las Comunidades Autónomas que registran el mayor nivel de consumo de fuelóleos en España, seguidas por Cataluña y Galicia.

Consumos nacionales de fuelóleos por CCAA 2009

Fuente: CORES

toneladas	FOBIA	CBLES USO MARITIMO	OTROS
ANDALUCIA	243.691	3.455.323	48.408
ARAGÓN	28.430	-	-
ASTURIAS	105.106	134.494	-
BALEARES	236.600	20.325	-
CANARIAS	1.365.089	2.268.722	32.137
CANTABRIA	19.193	541	-
CASTILLA Y LEÓN	106.116	-	9.297
CASTILLA LA MANCHA	158.985	-	-
CATALUÑA	94.505	1.018.716	-
CEUTA	59.640	378.990	850
COM.VALENCIANA	56.682	205.469	-
EXTREMADURA	41.030	-	-
GALICIA	717.489	22.714	-
LA RIOJA	13.136	-	-
MADRID	23.182	-	6.587
MELILLA	44.224	-	-
MURCIA	39.760	109.749	-
NAVARRA	11.439	-	-
PAÍS VASCO	45.813	27.184	-
TOTAL PRODUCTOS	**3.410.110**	**7.642.227**	**97.279**



Consumos nacionales de fuelóleos por CCAA 2009

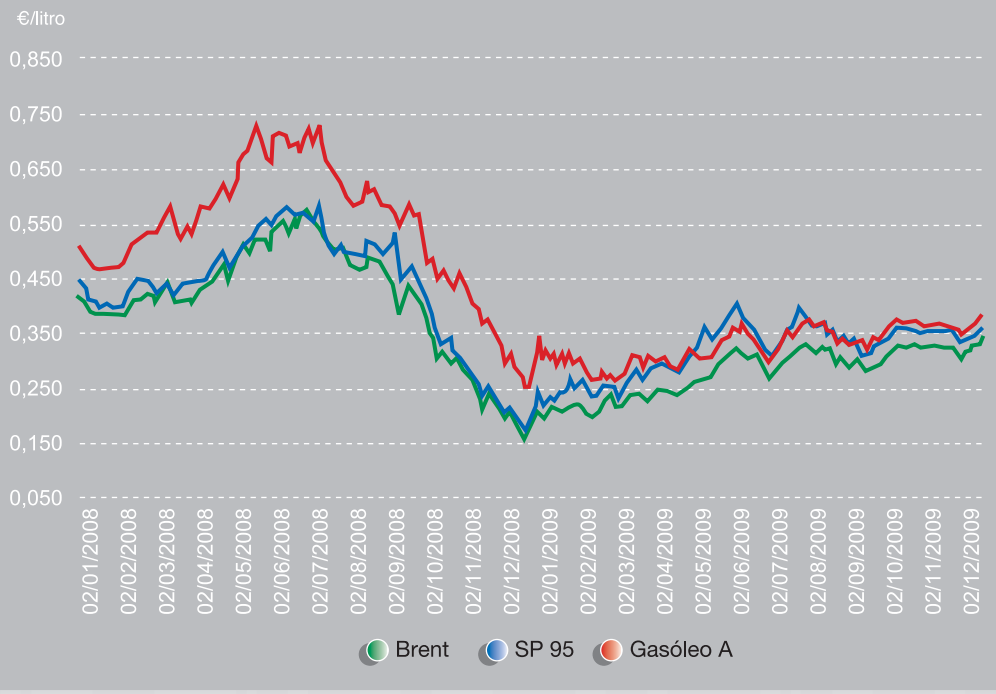
Fuente:
CORES

Precios y fiscalidad

La evolución de la cotización internacional del crudo Brent en 2009 ha situado la media anual en 61,60 $/Bbl, un 36,4% menos que en 2008.

Diversos son los acontecimientos internacionales que han marcado la volatilidad del precio del Brent. En los dos primeros trimestres del año, el precio del crudo mantuvo una tendencia alcista debido a las tensiones geopolíticas en Oriente Medio y Nigeria, el anuncio de la Reserva Federal de EE.UU. del plan de compra de activos devaluados del sistema financiero, el conflicto energético entre Rusia y Ucrania, la explosión de una refinería en Texas y el descenso de los niveles de inventarios. Durante el segundo semestre del año, la cotización de crudo continuó incrementándose como respuesta ante una contracción de la economía estadounidense inferior ala esperada, la revisión al alza por parte de la AIE y de la OPEP de sus previsiones de demanda de crudo y la disminución de los niveles de stocks.

La trayectoria de las cotizaciones de los productos petrolíferos ha sido similar a la evolución del crudo



Cotizaciones internacionales CIF Mediterráneo-Noroeste de Europa 2008-2009

Fuente:
Platts

Media de las cotizaciones diarias altas CIF MED (70%) y CIF NWE (30%)

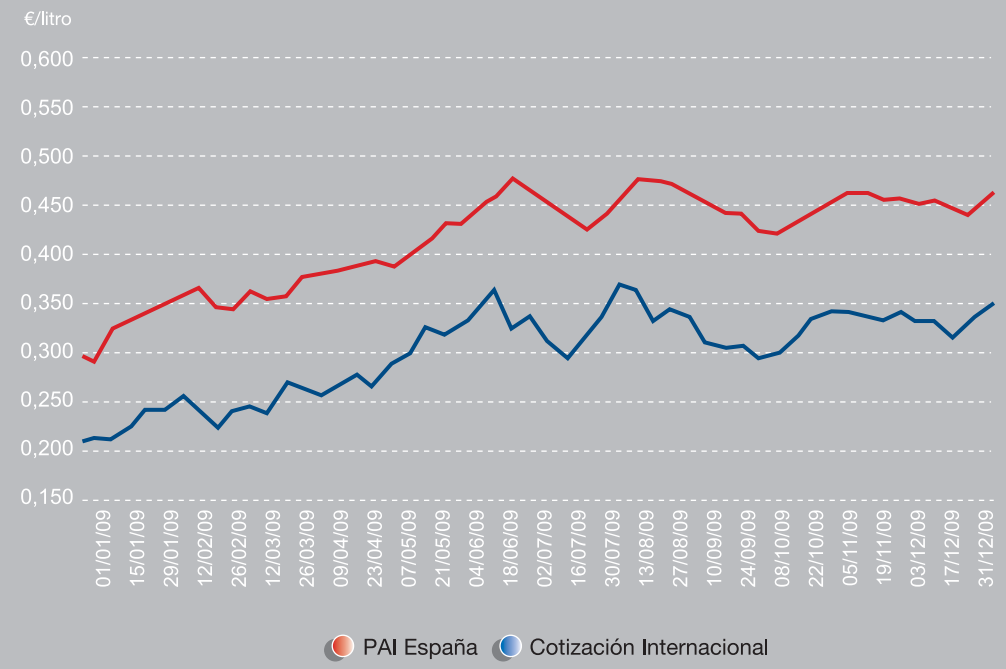
El PAI medio en España de la gasolina sin plomo 95 fue de 0,444 €/litro, inferior al promedio de 2008 (0,568 €/litro).

El precio medio en la UE-14 en 2009 fue de 0,420 €/litro. El PAI de la gasolina sin plomo 95 en España ha mostrado un comportamiento casi siempre paralelo al europeo.

Evolución del precio antes de impuestos (PAI) de la gasolina sin plomo 95 2009

Fuente: Boletín Petrolero UE

PAI= precio antes de impuestos=Coste producto (Ci) + costes de logística y comercialización + amortizaciones + margen minorista y mayorista..
Ci =Media de las cotizaciones diarias altas CIF Mediterráneo (Génova-Lavera) y CIF Noroeste de Europa (Amsterdam-Rotterdam-Amberes)

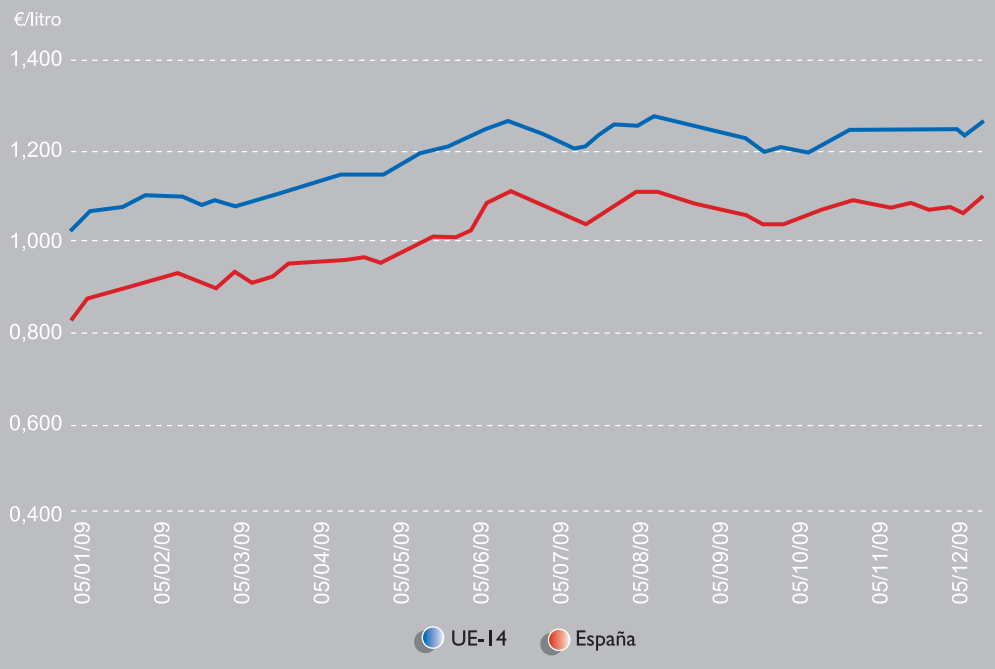


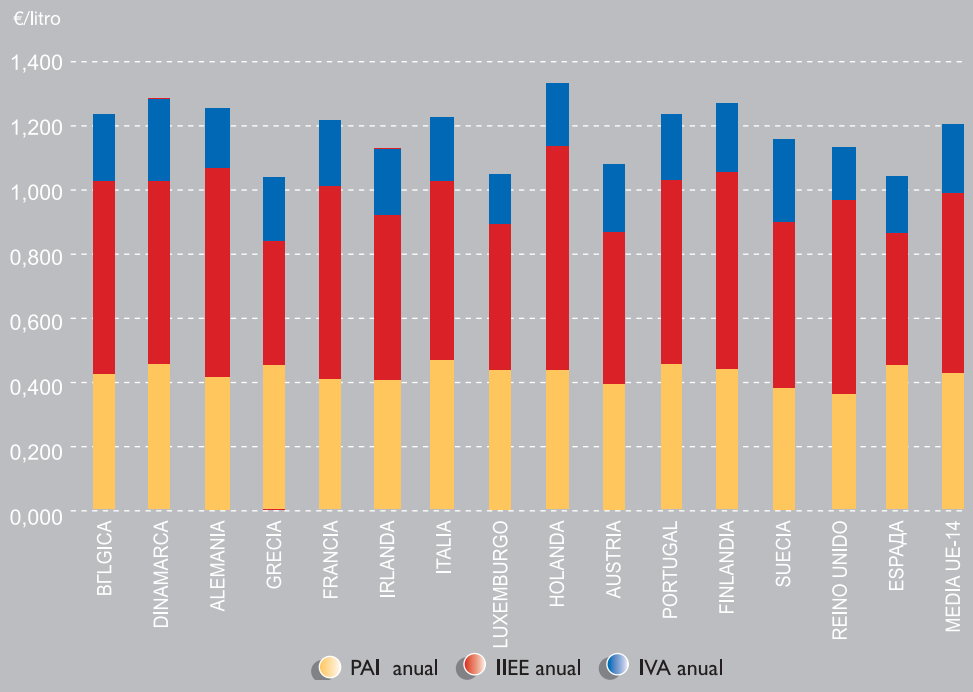
El PVP medio de la gasolina sin plomo 95 se situó en España en 1,007 €/litro (-0,125 €/litro vs. 2008). El PVP medio en España ha sido menor que el registrado en la UE-14 1,180 €/litro.

En 2008 el PVP medio de la gasolina sin plomo 95 y del gasóleo de automoción de la UE-14, se situaron, de nuevo, por encima del de España, debido fundamentalmente a que la carga fiscal media en la UE-14 es superior a la de España para ambos carburantes.

Evolución del precio después de impuestos (PVP) de la gasolina sin plomo 95 2009

Fuente: Boletín Petrolero UE



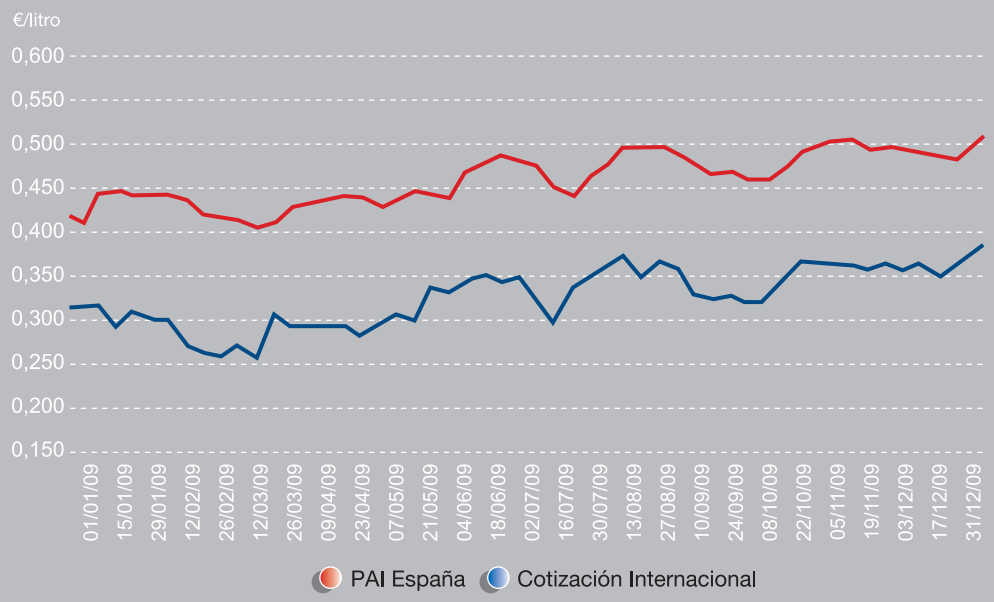


Comparación de precios de venta al publico (media anual) en la UE gasolina sin plomo 95 2009

Fuente: Boletín Petrolero UE

El PAI medio en España del gasóleo A fue de 0,459 €/litro, inferior al promedio de 2008 (0,681 €/litro). Mientras que el precio medio de la UE en 2009 ha sido de 0,444 €/litro.

El PAI del Gasóleo A en España ha mostrado un comportamiento casi siempre paralelo al europeo.



Evolución del precio antes de impuestos (PAI) del gasóleo A 2009

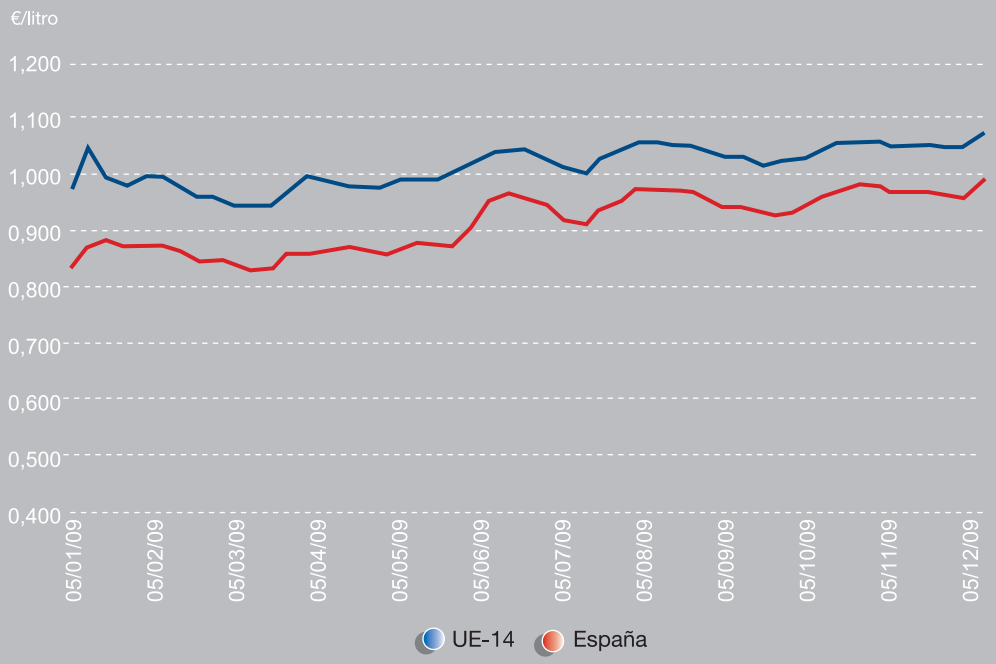
Fuente: Boletín Petrolero UE

PAI=precio antes de impuestos=Coste producto (Ci) + costes de logística y comercialización + amortizaciones + margen minorista y mayorista.
Ci =Media de las cotizaciones diarias altas CIF Mediterráneo (Génova-Lavera) y CIF Noroeste de Europa (Amsterdam-Rotterdam-Amberes)

El PVP medio del gasóleo de automoción se situó en España en 0,913 €/litro, inferior a los datos de 2008 (1,151 €/litro). El PVP medio del gasóleo de automoción en UE-14 se situó en 1,016 €/litro.

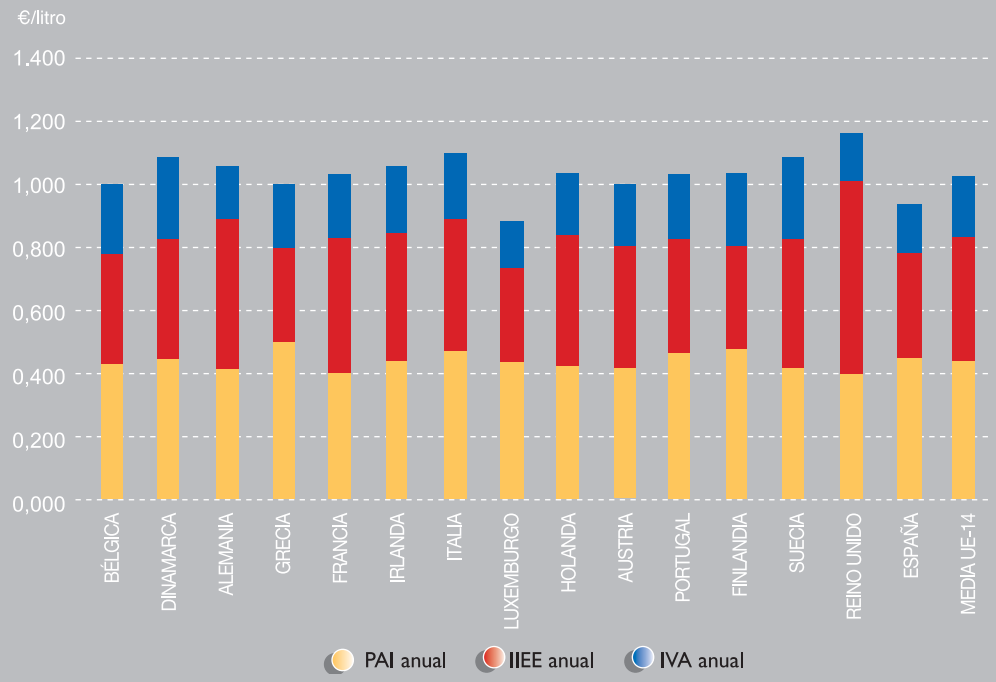
Evolución del precio después de impuestos (PVP) del gasóleo A 2009

Fuente: Boletín Petrolero UE



Comparación de precios de venta el público (media anual) en la UE, gasóleo A

Fuente: Boletín Petrolero UE

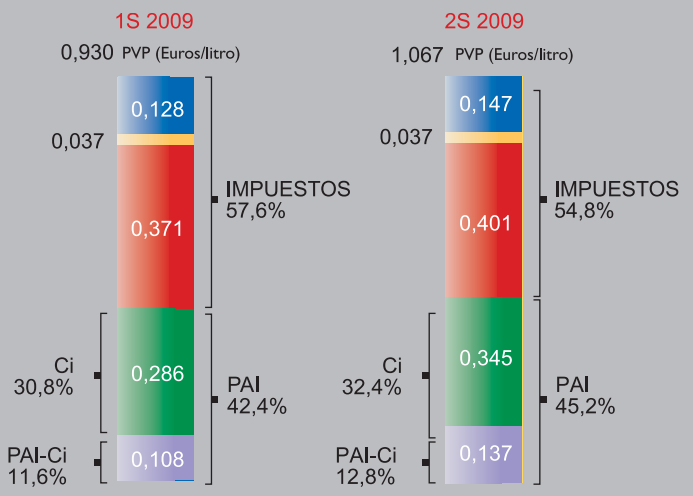


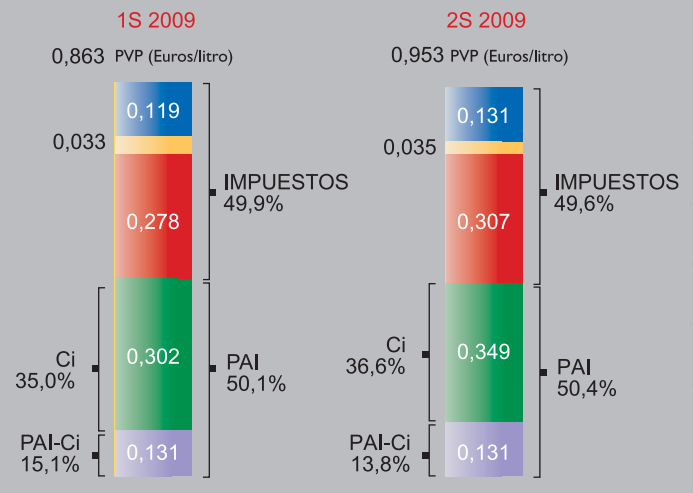
En el mes de junio de 2009, se publicó el Real Decreto-Ley 8/2009 en el que se modifica el impuesto especial de hidrocarburos, incrementándose tanto para las gasolinas como para el gasóleo de automoción. Como consecuencia, los precios de los carburantes sufrieron una subida de 3,4 céntimos de euros por litro en el impuesto sobre hidrocarburos más el IVA correspondiente. Dicho incremento ha supuesto que los precios se equilibren respecto al resto de países de la UE.

Desde el 13 de junio de 2009 los impuestos indirectos sobre hidrocarburos son los siguientes:

IIEE 2009	1 de enero €/1000 litros	desde 13 de junio €/1000 litros
Gasolina sin plomo de 97 I.O o de octanaje superior	402,92	431,92
Demás gasolinas sin plomo	371,69	400,69
Gasóleos para uso general	278,00	307,00

Al analizar el segundo semestre del año, se observa que los impuestos sobre los carburantes (Impuesto especial sobre hidrocarburos, Impuesto sobre las Ventas Minoristas de Determinados Hidrocarburos e IVA) han supuesto en el caso de la gasolina sin plomo 95 el 54,8% sobre el precio de venta al público, y un 49,6% en el caso del gasóleo de automoción. En ambos casos queda presente la influencia de la carga impositiva en la composición y formación de los precios de los productos petrolíferos





Composición del precio de la gasolina sin plomo 95

Composición del precio del gasoleo A (gráfico inferior)

Fuente: Mityc y Platts

Ci España: Media ponderada de las cotizaciones diarias altas CIF Mediterráneo (70%) y CIF Noroeste de Europa (30%)

- IVA
- IVMDH (Estatal y promedio del tramo autonómico)
- Impuestos especiales
- Ci: Cotización internacional = Coste de producto
- PAI-Ci: Costes fijos de logística y comercialización+ amortización + márgenes minoristas y mayoristas

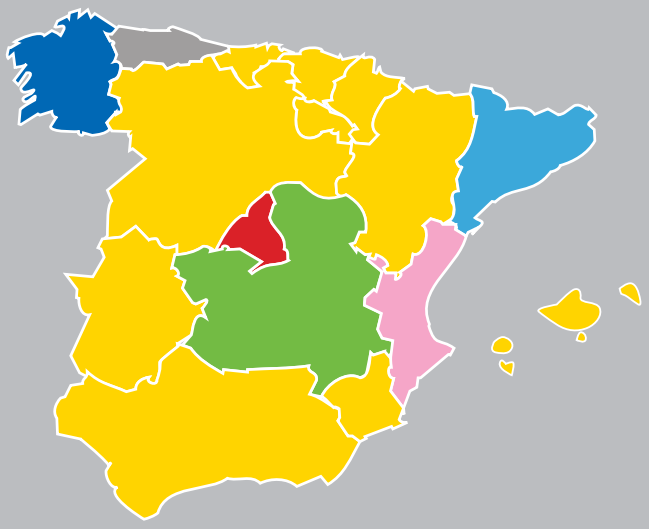
PAI= Precio antes de impuestos

Tal y como AOP anunció cuando se creó el Impuesto sobre Ventas Minoristas de Determinados Hidrocarburos (IVMDH), los efectos frontera, las dificultades comerciales y logísticas para los operadores y el fraude fiscal van en aumento.

Son seis las comunidades autónomas que aplican el tramo autonómico, y que se añade al ya conocido tramo estatal del IVMDH, más el IVA correspondiente.

Incidencia en España del impuesto sobre las ventas minoristas en los precios de los productos petrolíferos

Fuente: AOP



Gasolinas	Gasóleo
2,4	
4,1	
4,8	
4,8	4,4
4,8	3,6
4,8	3,6
4,8	

cts. €/litro

A estos importes hay que añadir el 16% de iva

Las siguientes tablas muestran la comparación entre la carga impositiva de los países miembros de la UE en diciembre 2009 y enero 2010.

Carga impositiva de combustibles y carburantes en UE (euro/litro) en diciembre 2009

Fuente: Boletín Petrolero UE

	Sin Plomo 95		Gasóleo A		Gasóleo C		Fuelóleo		Fuelóleo	
dic 09							<=1% Azufre		>1% Azufre	
País	**II.EE**	**IVA%**	**II.EE**	**IVA%**	**II.EE**	**IVA%**	**II.EE**	**IVA%**	**II.EE**	**IVA%**
Bélgica	0,614	21	0,353	21	0,018	21	0,015	21		
Dinamarca	0,563	25	0,383	25	0,292	25	0,345	25		
Alemania	0,655	19	0,470	19	0,061	19	0,025	19		
Grecia	0,418	19	0,310	19	0,028	19	0,025	19		
Francia	0,606	19,6	0,428	19,6	0,057	19,6	0,019	19,6	0,019	19,6
Irlanda	0,563	21	0,469	21	0,067	13,5	0,035	13,5		
Italia	0,056	20	0,423	20	0,403	20	0,031	10		
Luxemburgo	0,462	15	0,302	15	0,010	12				
Holanda	0,701	19	0,413	19	0,249	19	0,033	19		
Austria	0,485	20	0,386	20	0,109	20	0,068	20		
Portugal	0,583	20	0,364	20	0,176	12	0,015	12		
Finlandia	0,611	22	0,330	22	0,081	22				
Suecia	0,531	25	0,417	25	0,366	25	0,397	25		
Reino Unido	0,630	15	0,630	15	0,121	5				
España	**0,437**	**16**	**0,340**	**16**	**0,086**	**16**	**0,015**	**16**	**0,000**	**0**
MEDIA UE-14	**0,534**	**20,0**	**0,406**	**20,0**	**0,146**	**18,0**	**0,092**	**18,5**	**0,019**	**19,6**

Carga impositiva de combustibles y carburantes en UE (euro/litro) en enero 2010

Fuente: Boletín Petrolero UE

	Sin Plomo 95		Gasóleo A		Gasóleo C		Fuelóleo	
enero 2010							<=1% Azufre	
País	**II.EE**	**IVA%**	**II.EE**	**IVA%**	**II.EE**	**IVA%**	**II.EE**	**IVA%**
Bélgica	0,485	21	0,386	21	0,109	21	0,068	21
Dinamarca	0,572	25	0,390	25	0,033	25	0,397	25
Alemania	0,065	19	0,470	19	0,061	19	0,025	19
Grecia	0,419	19	0,311	19	0,028	19	0,025	19
Francia	0,606	19,6	0,428	19,6	0,057	19,6	0,019	19,6
Irlanda	0,563	21	0,469	21	0,067	13,5	0,035	13,5
Italia	0,564	20	0,423	20	0,403	20	0,031	10
Luxemburgo	0,462	15	0,302	15	0,010	12		
Holanda	0,720	19	0,438	19	0,254	19	0,033	19
Austria	0,485	20	0,386	20	0,109	20	0,068	20
Portugal	0,583	20	0,364	20	0,176	12	0,015	12
Finlandia	0,611	22	0,330	22	0,081	22		
Suecia	0,541	25	0,425	25	0,373	25	0,405	25
Reino Unido	0,640	17,5	0,640	17,5	0,123	5		
España	**0,437**	**16**	**0,340**	**16**	**0,086**	**16**	**0,015**	**16**
MEDIA UE-14	**0,523**	**20,2**	**0,412**	**20,2**	**0,135**	**18,0**	**0,102**	**18,5**

Nota: A partir del 1 de enero de 2010, según la Directiva 2005/33/CE del Parlamento Europeo, desaparece el fuelóleo con más de un 1% de azufre

F Comercialización

Resumen por canales de distribución

El consumo nacional de productos petrolíferos por canales de distribución se detalla en la siguiente tabla: Estaciones de Servicio (EESS), Ventas Directas (Extra Red) por suministros realizados directamente al consumidor final y por medio de distribuidores/revendedores, negocio de aviación, marítimo (bunkers) y térmicas.

Resumen acumulado anual por canal de distribución 2009

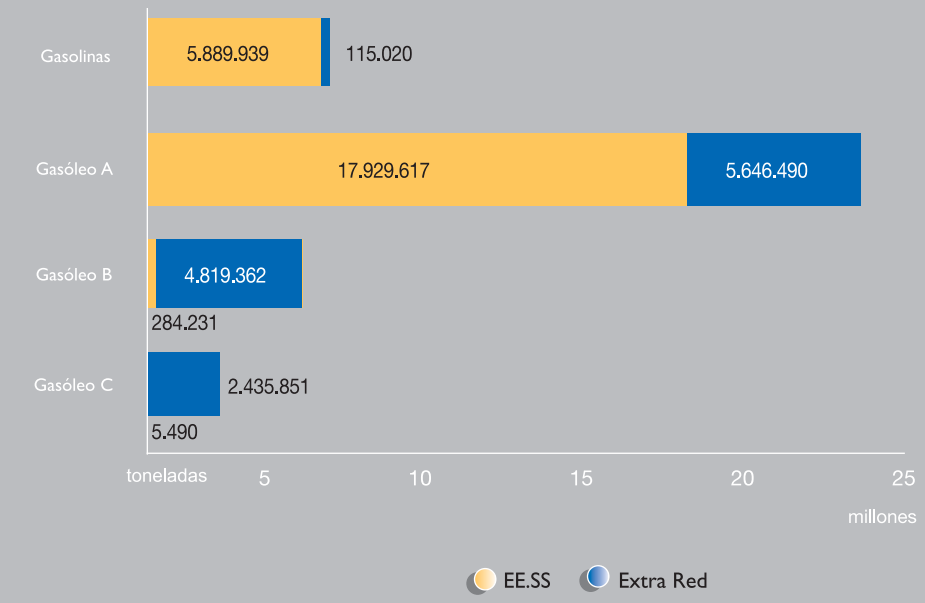
Fuente: CORES

toneladas	EE.SS	EXTRA RED		AVIACIÓN	NAVEGACIÓN MARÍTIMA INTERNACIONAL	GENETACIÓN ELÉCTRICA	TOTAL
Productos		Cons. Final	Distribuidor				
SIN PLOMO 98 I.O	635.593	3.224	3.176	-	-	-	709.253
SIN PLOMO 97 I.O	-	3	-	-	-	-	3
SIN PLOMO 95 I.O	5.253.992	60.504	48.018	-	-	-	5.362.514
AVIACIÓN	-	-	-	7.860	-	-	7.860
TOTAL GASOLINAS	**5.889.585**	**63.731**	**51.194**	**7.860**	**-**	**-**	**6.012.370**
A 50 ppm	3.543	2.408	1.463	-	-	-	7.414
A 10 ppm	17.926.074	2.487.806	3.154.813	-	-	-	23.568.693
B	284.231	1.124.675	3.694.687	-	467.545	13.580	5.584.718
C	5.940	1.107.261	1.328.590	-	69.794	554.688	3.066.273
Gasóleo Uso marítimo	105	72.529	-	-	711.228	-	783.862
Diesel uso marítimo	-	1.431	-	-	121.979	-	123.410
OTROS	86	533.353	-	-	36.847	490.582	1.060.868
TOTAL GASÓLEOS	**18.219.979**	**5.329.463**	**8.179.553**	**-**	**1.407.393**	**1.058.850**	**34.195.238**
JET A-1	-	-	-	4.993.489	-	-	4.993.489
JET A-2	-	-	-	139.303	-	-	139.303
OTROS	191	266	149	-	-	-	606
TOTAL QUEROSENOS	**191**	**266**	**149**	**5.132.792**	**-**	**-**	**5.133.398**
BIA	-	3.313.275	78.687	-	18.149	1.671.071	5.081.182
Combustibles uso marítimo	-	117.974	-	-	7.524.254	-	7.642.228
OTROS	-	95.065	2.214	-	-	25.903	123.182
TOTAL FUELÓLEOS	**-**	**3.526.314**	**80.901**	**-**	**7.542.403**	**1.696.974**	**12.846.592**
TOTAL PRODUCTOS	**24.109.755**	**8.919.774**	**8.311.797**	**5.140.652**	**8.949.796**	**2.755.824**	**58.187.598**

Los gasóleos y las gasolinas son los principales productos petrolíferos que se comercializan en las estaciones de servicios.

Resumen acumulado por canal de distribución 2009

Fuente: CORES



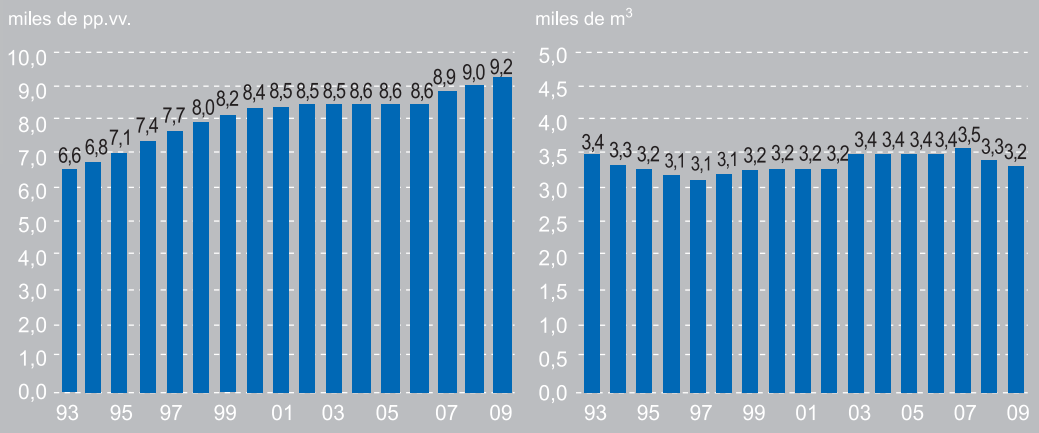
Estaciones de servicio

El número de estaciones de servicio en España a 31 de diciembre de 2009 asciende a 9.226

Hay que señalar que en ese número se contabilizan los surtidores de las cooperativas que suministran básicamente gasóleo agrícola.

Evolución de los puntos de venta en España ►

Fuente: AOP



▲ Venta media por PP.VV

Fuente: AOP

Red española de EESS a 31/12/09

	2009	2008	2007	2006
Mayoristas	**7.461**	**7.496**	**7.469**	**7.483**
Repsol YPF	3.603	3.590	3.568	3.606
Cepsa	1.483	1.528	1.527	1.525
BP	657	666	638	637
Galp	618	624	222	222
Disa	516	498	496	492
Meroil	189	193	204	199
Saras	123	53	37	38
Esergui	113	105	105	100
Erg	0	99	114	118
Chevron	62	60	61	61
Q-8	43	45	45	40
Tamoil	35	35	41	43
Petromiralles	13	-	-	-
Dyneff	6	0	0	0
Agip	0	0	326	310
Esso	0	0	85	87
Total	0	0	0	5
Hiper/Supermercados	**265**	**250**	**205**	**185**
Blancas	**1.500** *	**1.300**	**1.300**	**1.000**
Total	**9.226**	**9.046**	**8.974**	**8.668**

Fuente: CATALIST , UPI y AOP

* **Es importante resaltar, que el aumento en el grupo de estaciones de servicio "blancas" se debe, prácticamente en su totalidad, a unas estimaciones más precisas y no a la apertura de nuevos puntos de venta en el mercado. Esto incide también en el aumento del número total de estaciones de servicio que no se debe, en su totalidad, a nuevas aperturas sino a un recuento más preciso de las blancas.**
No se incluyen en esta relación a las cooperativas que venden al público en general, que según nuestras estimaciones alcanzarían, aproximadamente, 500 puntos de venta.

Posiciones de Suministro

Según una comparativa europea sobre la media del número de posiciones de suministro, se comprueba que España está entre los países con más puestos de suministro por estación de servicio.

Este dato, de posiciones de suministro, es más relevante que el número de estaciones de servicio en sí, puesto que es un indicador de la capacidad de atención de número de coches por estación de servicio.

	Media de posiciones de suministro
Austria	4,9
Bélgica	4,3
Francia	4,2
Alemania	6,3
Italia	4,4
Luxemburgo	7,3
Holanda	4,2
Portugal	4,3
Irlanda	4,3
Suiza	3,7
Reino Unido	6,9
España	**6,1**

Fuente: Catalist

G Calidad

En el año 2009 tampoco se han revisado las especificaciones de los productos petrolíferos que se comercializan en España (y por tanto se mantienen las especificaciones listadas en los RR.DD. 61 y 1027, ambos de 2006), pese a que han intervenido dos hechos relevantes en lo que respecta a calidad de los combustibles de transporte.

El primer hecho ha sido la publicación de la Directiva 2009/30/CE, de calidad de combustibles, fijando las especificaciones medioambientales, en la que se introducen importantes novedades en relación con los biocombustibles:

- En las gasolinas. Se incrementa de 5 a 10 % en volumen el contenido máximo de etanol, lo que obliga a aumentar asimismo el máximo de oxígeno permitido en ellas de 2,7 a 3,7 % en masa. Como consecuencias puramente físicas del aumento de etanol, el poder calorífico disminuye y la presión de vapor y curva de destilación se modifican. Estos hechos se traducirán en un incremento del consumo en los motores, por menor contenido energético y por un ajuste de sus condiciones de combustión. No se ha publicado la correspondiente Norma CEN que sustituirá a la vigente EN 228:2008, que recogerá tanto las características medioambientales de la directiva como las funcionales y de comportamiento. Existen discrepancias de criterio importantes entre las representaciones europeas de los sectores petrolero y del automóvil en relación con las especificaciones funcionales, que cuando se resuelvan permitirán la publicación de la nueva Norma EN 228.

- En los gasóleos. Se incrementa de 5 a 7 % en volumen el contenido máximo de FAME (ésteres metílicos de ácidos grasos que cumplan la especificación CEN EN 14214). En la Norma CEN EN 590:2009 ya están recogidas todas las características funcionales y ambientales, acordadas sin dificultades entre los sectores.

El segundo hecho, de carácter nacional, es la aplicación de la obligación de mezclar biocarburantes a gasolinas y gasóleo motor expuesta en la Orden Ministerial ITC 2877/2008. Esta OM en 2009 exigía que el 2,5 % del contenido energético de gasolinas y gasóleo A fuera de origen renovable y que, además, el 3,4% del total de ambos también lo fuera. Los operadores han cumplido, naturalmente, pero el panorama para 2010, año en el que se exigen 3,9% para cada uno de los parciales y 5,83% para el total, en ausencia de la publicación de un nuevo Real Decreto que actualice el 61/2006 y de la especificación de gasolina EN 228 revisada será imposible de cumplir en el ejercicio 2010.

Las especificaciones, idénticas por tanto a las conocidas de años anteriores son las que se resumen en las tablas siguientes:

Especificaciones de las gasolinas

		Límites (1)		Métodos de ensayo		
Características	**Unidas medida**	**mín.**	**máx.**	**En EN 228 (2)**	**Normas ASTM (13)**	**Normas UNE (13)**
Densidad a 15ºC	Kg/m³	720	775	EN ISO 3675 EN ISO 12185	D 1298 D 4052	UNE EN ISO 3675 UNE EN ISO 12185
Índice de octano research (RON)	-	95.0	-	EN ISO 5164	D 2699	UNE EN ISO 25164
Índice de octano motor (MON)	-	85.0	-	EN ISO 5163	D 2700	EN ISO 5163
Presión de vapor (DVPE)	kPa	-	-	EN ISO 13016-1	-	UNE EN 13016-1
- Verano (3)	-	45	60	-	-	-
- Invierno (4)	-	50	80	-	-	-
Destilación	-	-	-	EN ISO 3405	D 86	UNE EN ISO 3405
- Evaporado a 70ºC verano (3)	%v/v	20	48	-	-	-
invierno (4)	%v/v	22	50	-	-	-
- Evaporado a 100ºC	%v/v	46	71	-	-	-
- Evaporado a 150ºC	%v/v	75	-	-	-	-
- Punto final	ºC	-	210	-	-	-
- Residuo	%v/v	-	2	-	-	-
VLI (10VP+7E70) (5)	-	-	1.050	-	-	-
Análisis de los hidrocarburos:						
- Olefinas (6) (7) (8)	%v/v	-	18.0	EN 14517	D 1319	EN 14517
- Aromáticos (6) (7) (8)	%v/v	-	35.0	EN 14517	D 1319	EN 14517
- Benceno	%v/v	-	1.0	EN 12177	-	UNE EN 12177
	-	-	-	EN 238	D 2267	UNE EN 238
Contenido de oxigeno	%m/m	-	2.7	EN 1601	-	UNE EN 1601
	-	-	-	EN ISO 13132	-	UNE EN 13132
Oxigenados:	%/v/v	-	-	EN 1601	-	UNE EN 1601
- Metanol (9)	-	-	3	EN ISO 13132	-	UNE EN 13132
- Etanol (10)	-	-	5	-	-	-
- Alcohol isopropílico	-	-	10	-	-	-
- Alcohol tert-butílico	-	-	7	-	-	-
- Alcohol iso-butílico	-	-	10	-	-	-
- Éteres que contengan 5 átomos o más de carbono por molécula	-	-	15	-	-	-
- Otros comp. oxigenados (11)	-	-	10	-	-	-
Contenido de azufre (12)	mg/kg	-	50	EN ISO 20846	-	UNE EN ISO 20846
	-	-	-	EN ISO 20847		UNE EN ISO 20847
	-	-	-	EN ISO 20884	-	UNE EN ISO 20884
Contenido de plomo	g/l	-	0.005	EN 237	D 3237	EN 237
Corrosión lamínica de cobre (3 horas a 50 ºC)	escala	-	Clase 1	EN ISO 2160	D130	UNE EN ISO 2160
Estabilidad a la oxidación	minutos	360	-	EN ISO 7536	D 525	UNE EN ISO 7536
Contenido de gomas actuales (lavadas)	mg/100ml	-	5	EN ISO 6246	D 381	UNE EN ISO 6246
Color		Verde Claro y Brillante				
Aspecto						
Aditivos y agentes Trazadores		Regulados po la Orden del Ministerio de la Presidencia PRE/1724/2002. de 5 de julio, modificada por la Orden del Ministerio de la Presidencia PRE/3493/2004, de 22 de octubre.				

NOTAS

(1) Los valores indicados en la especificación son "valores reales". Para determinar los valores límite se ha recurrido a los términos del documento EN ISO 4259 "Petroleum products - Determination and application of precision data in relation to methods of test". Para determinar un valor mínimo se ha tenido en cuenta una diferencia mínima de 2 R por encima de cero (R=reproducibilidad). Los resultados de las mediciones individuales deben interpretarse sobre la base de los criterios descritos en la norma EN ISO 4259 (publicada en 1995).

(2) Se han tenido en cuenta los especificados en la norma UNE EN 228 (2004), pudiendo no obstante, adoptarse otros métodos analíticos, siempre que estos ofrezcan, al menos, la misma exactitud y el mismo nivel de precisión que los especificados en la norma citada.
Para más información sobre métodos analíticos y su prevalencia en caso de discrepancia, ver la norma UNE EN 228 (2004).
Los métodos de ensayo a aplicar serán los correspondientes a la última versión publicada.

(3) Desde el 1 de mayo hasta el 30 de septiembre.

(4) Desde el 1 de octubre hasta el 30 de abril.

(5) Sólo durante los meses de abril y de octubre.

(6) En caso de utilización del método ASTM D1319-95ª, se tendrán en cuenta, tanto este punto (6) como el (7) y (8) siguientes. Deberá determinarse el contenido de compuestos oxigenados con el fin de realizar las correcciones previstas en la cláusula 13.2 del método D1319-95ª.

(7) Si la muestra contiene etil-terbutil-éter (ETBE), la aromática se determinará a partir del anillo marrón rosáceo situado debajo del anillo rojo usado, normalmente en ausencia de ETBE. La presencia o ausencia de ETBE será definida a partir del análisis descrito en la nota 10.

(8) En este caso, el método ASTM D1319-95ª se aplicará sin la etapa opcional de despentanización. Por tanto, se omitirán las cláusulas 6.1, 10.1 y 14.1.
Si se usa el método EN 14517 no habrá que tener en cuenta los puntos (6), (7) y (8) indicados.

(9) Deben añadirse agentes estabilizantes.

(10) Pueden ser necesarios agentes estabilizantes.

(11) Otros mono alcoholes y éteres con punto final destilación no superior al establecido por la norma UNE EN 228 (2004).

(12) El método EN ISO 20847 no será utilizado como método en caso de disputa. Para la determinación hasta 10 ppm de azufre, se utilizarán indiscriminadamente EN ISO 20846 y EN ISO 20884.

(13) Los métodos de ensayo a aplicar serán los correspondientes a la última versión publicada, excepto en el caso de los siguientes método ASTM cuya versión a aplicar será la que aquí se indica: D 2699:1986; D 2700: 1986 y D 1319: 1995ª.

Especificaciones del gasóleo en automoción

		Límites (1)		Métodos de ensayo		
Características	**Unidad medida**	**mín.**	**máx.**	**En EN 590 (2)**	**Normas ASTM (5)**	**Normas UNE (5)**
Número de cetano	-	51.0	-	EN ISO 5165	D 613	UNE EN ISO 5165
Índice de cetano	-	46.60	-	EN ISO 4264	D 4737	UNE EN ISO 4264
Densidad a 15ºC	kg/m³	820	845	EN ISO 3675	D 4052	UNE EN ISO 3675
		-	-	EN ISO 12185	-	UNE EN ISO 12185
Hidrocarburos policiclicos aromáticos (3)	%m/m	-	11	EN ISO 12916	-	UNE EN 12916
Contenido en azufre (4)	mg/kg	-	50	EN ISO 20846	-	UNE EN ISO 20846
	-	-	-	EN ISO 20847	-	UNE EN ISO 20847
	-	-	-	EN ISO 20884	-	UNE EN ISO 20884
Destilación	ºC	-	-	EN ISO 3405	D 86	UNE EN ISO 3405
- 65% recogido	-	250	-	-	-	-
- 85% recogido	-	-	350	-	-	-
- 95% recogido	-	-	350	-	-	-
Viscosidad cinemática a 40ºC	mm²/s	2.00	4,50	EN ISO 3104	D 445	UNE EN ISO 3104
Punto de inflamación	ºC	superior		EN ISO 2719	D 93	UNE EN ISO 2719
	-	a 55		-	-	
Punto de obstrucción filtro frio	ºC	-	-	EN 116	-	UNE EN 116
- Invierno (1 oct. - 31 marzo)	-	-	-10	-	-	-
- Verano (1 abril - sept)	-	-	0	-	-	-
Residuo carbonoso (sobre 10% v/v residuo de destilación)	%m/m	-	0.30	EN ISO 10370	D 4530	UNE EN ISO 10370
Lubricidad diametro huella corregido (wsd 1.4) a 60ºC	µm	-	460	EN ISO 12156-1	-	UNE EN ISO 12156-1
Agua	mg/kg	-	200	EN ISO 12937	-	UNE EN ISO 12937
Contaminación total (partículas solidas)	mg/kg	-	24	EN ISO 12662	-	UNE EN ISO 12662
Contenido de cenizas	%m/m	-	0.01	EN ISO 6245	D 482	UNE EN ISO 6245
Corrosión lámina de cobre (3 h. a 50ºC)	escala	-	clase 1	EN ISO 2160	D 130	UNE EN ISO 2160
Estabilidad a la oxidación	g/m³	-	25	EN ISO 12205	D 2274	UNE EN ISO 12205
Color	-	-	2	-	D 1500	
Transparencia y brillo		cumple			D 4176	
Aditivos y agentes Trazadores	Regulados po la Orden del Ministerio de la Presidencia PRE/1724/2002. de 5 de julio, modificada por la Orden del Ministerio de la Presidencia PRE/3493/2004, de 22 de octubre.					

NOTAS

(1) Los valores indicados en la especificación son "valores reales". Para determinar los valores límite se ha recurrido a los términos del documento EN ISO 4259 "Petroleum products - Determination and application of precision data in relation to methods of test". Para determinar un valor mínimo se ha tenido en cuenta una diferencia mínima de 2 R por encima de cero (R=reproducibilidad). Los resultados de las mediciones individuales deben interpretarse sobre la base de los criterios descritos en la norma EN ISO 4259 (publicada en 1995).

(2) Se han tenido en cuenta los especificados en la norma UNE EN 590 (2004), pudiendo no obstante, adoptarse otros métodos analíticos, siempre que estos ofrezcan, al menos, la misma exactitud y el mismo nivel de precisión que los especificados en la norma citada.
Para más información sobre métodos analíticos y su prevalencia en caso de discrepancia, ver la norma UNE EN 590 (2004).
Los métodos de ensayo a aplicar serán los correspondientes a la última versión publicada.

(3) Desfinido como los hidrocarburos aromáticos totales menos los hidrocarburos monoaromáticos

(4) El método EN ISO 20847 no será utilizado como método en caso de disputa. Para la determinación hasta 10 ppm de azufre, se utilizarán indiscriminadamente EN ISO 20846 y EN ISO 20884.

(5) Los métodos de ensayo a aplicar serán los correspondientes a la última versión publicada.

Especificaciones de los gasóleos para usos agrícola y marítimo (clase B) y de calefacción (clase C)

				Métodos de ensayo	
Características	**Unidad medida**	**Gásoleo Clase B**	**Gásoleo Calefacción Clase C**	**Normas UNE (2)**	**Normas ASTM (2)**
Densidad a 15ºC (máx/mín)	kg/m³	880/820	900/--	EN ISO 3675	D 4052
		-	-	EN ISO 12185	-
Color	-	Rojo	Azul	-	D 1500
Azufre, máx	%m/m	0.20 (1)	0.20 (1)	EN 874	-
	-	-	-	EN 24260	-
Índice de cetano, mín	-	46	-	EN ISO 4264	D 4737
Número de cetano, mín	-	49	-	EN ISO 5165	D 613
Destilación	-	-	-	EN ISO 3405	D 86
- 65% recogido, mín	ºC	250	250	-	-
- 80% recogido, máx	ºC	-	390	-	-
- 85% recogido, máx	ºC	350	-	-	-
- 95% recogido, máx	ºC	370	Anotar	-	-
Viscosidad cinemática a 40ºC mín/máx	mm²/s	2.0/4.5	--/7.0	EN ISO 3104	D 445
Punto de inflamación, mín	ºC	60	60	EN ISO 22179	D93
Punto de obstrucción filtro frio	-	-	-	EN 116	-
Invierno (1 oct.-31 marzo), máx	ºC	-10	-6	-	-
Verano (1 abril-30 sept.), máx	ºC	0	-6	-	-
Punto de enturbiamento	-	-	-	EN 23015	D 2500
Invierno (1 oct.-31 marzo), máx	ºC	-	4	-	D 5772
Verano (1 abril-30 sept.), máx	ºC	-	4	-	-
Residuo carbonoso (sobre 10% V/V final destilación), máx	%m/m	0.30	0.35	EN ISO 10370	D 4530
Agua y sedimentos, máx	%V/V	-	0.1	UNE 51083	D 2709
Agua, máx	mg/kg	200	-	EN ISO 12937	D 1744
Contaminación total (partículas solidas), máx	mg/kg	24	-	EN ISO 12662	-
Contenido de cenizas, máx	%m/m	0.01	-	EN ISO 6245	D 482
Corrosión lámina de cobre (3 hora a 50 ºC), máx	Escala	Clase 1	Clase 2	EN ISO 2160	D 130
Transparencia y brillo	-	Cumple	-	-	D 4176
Estabilidad a la oxidación, máx	g/m³	25	-	EN ISO 12205	D 2274
Aditivos y agentes Trazadores	Regulados po la Orden del Ministerio de la Presidencia PRE/1724/2002. de 5 de julio, modificada por la Orden del Ministerio de la Presidencia PRE/3493/2004, de 22 de octubre.				

NOTAS

(1) Con las excepciones recogidas en el artículo 3 de este real decreto.

El método de referencia adoptado para determinar el contenido de azufre en el gasóleo clase B para uso marítimo será el definido en las normas UNE EN ISO 8754 (1996) y UNE EN ISO 14596 (1999).
Del mismo modo, el método de referencia adoptado para determinar el contenido de azufre en el gasóleo clase C será el definido en las normas UNE EN 24260 (1996). UNE EN ISO 8754 (1996) y UNE EN ISO 14596 (1999).
El método de arbitraje será el UNE EN ISO 14596 (1999). La interpretación estadística de la comprobación del contenido de azufre de los gasóleos utilizados se efectuará conforme a la norma UNE EN ISO 4259 (1997).

(2) Los métodos de ensayo a aplicar serán los correspondientes a la última versión publicada.

Especificaciones de fuelóleos

			Métodos de ensayo		
Características	**Unidad medida**	**Límites**	**Normas UNE (2)**	**Normas ASTM (5)**	**Normas ISO (2)**
Color	-	Negro	-	-	-
Viscosidad a 5 ºC, máx	mm^2/s	380	EN ISO 3104	D 445	ISO 3104
Azufre, máx	% m/m	1,0 (1)	EN ISO 8754	D 4294	-
	-	-	EN ISO 14496	-	-
	-	-	EN ISO 51215	-	-
Punto de inflamación, mín	º C	65	EN 22719	D 93	ISO 2719
Agua y sedimento, máx	%V/V	1.0	51082	D 1796	-
Agua, máx	%V/V	0.5	51027	D 95	ISO 3733
Potencia calorífica superior, mín	kcal/kg	10.000	51123	D 240	Anexo A de ISO 8217
Potencia calorífica inferior, mín	kcal/kg	9.500	51123	D 240	-
Cenizas, máx	%m/m	0.15	-	D 482	ISO 6246
Estabilidad					
- Sedimentos potenciales (máx)	%m/m	0.15	-	-	ISO 10307-2
Vanadio, máx	mg/kg	300	-	D 5708	ISO 14597
	-	-	-	D 5863	-

NOTAS:

(1) Con las excepciones recogidas en el artículo 4 de este real decreto.

El método de referencia adoptado para determinar el contenido de azufre en el fuelóleo pesado será el definido en las normas UNE EN ISO 8754 (1995) y UNE EN ISO 14596 (1999).

(2) Los métodos de ensayo a aplicar serán los correspondientes a la última versión publicada.

Glosario

BBL	barril ~159 litros
BRENT	crudo de referencia en Europa
BRENT DATED	cotización del crudo brent para entregas a plazo
Ci	cotización internacional
CIF	venta franco bordo
CO	monóxido de carbono
CO2	dióxido de carbono
FAME	ésteres metílicos de los ácidos grasos
FO BIA	fuelóleo de bajo índice de azufre (<1%)
FOB	venta sobre vagón
GASOLEO A	gasóleo de automoción
GASOLEO B	gasóleo agrícola y pesquero
GASOLEO C	gasóleo de calefacción
GLP	gas licuado del petróleo
GNL	gas natural licuado
I.O.	índice de octano
IPC	índice de Precios de Consumo
IPCA	índice de Precios de Consumo Armonizado
JET A-1, A-2	combustibles de aviación
M3	metros cúbicos
MARGEN CRACKING	margen en un tipo de refinería compleja
MARGEN HYDROSKIMMING	margen en un tipo de refinería sencilla
MBBL/D	millones de barriles al día
MJ	megajulio
MM3	millones de metros cúbicos
NOX	óxidos de nitrógeno
PAI	precio antes de impuestos
PCI	poder calorífico inferior
P.P.	puntos porcentuales
PPM	partes por millón
PP.VV	puntos de venta
SOX	óxidos de azufre
SP	sin plomo
TEP	tonelada equivalente de petróleo
T.P.M	tonelada de peso muerto
TM	tonelada métrica
UE-14	media de los países de la Unión Europea UE-15 excluida España
UEM	Unión Económica y Monetaria

Glosario de procesos de refino

DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA

tratamiento primario del crudo
(separación física de sus componentes básicos).

DESTILACIÓN A VACÍO

tratamiento físico del residuo de la destilación atmosférica.
Prepara la carga a las unidades de cracking.

CRACKING

rotura de las moléculas en condiciones controladas para obtener productos específicos (gasolinas y gasóleos, más otros).

Los procesos de cracking más usados son:

• HYDROCRACKING
cracking en una atmósfera de hidrógeno. Se usa para producir gasóleos de alta calidad, exentos de azufre.

• VISBREAKING
cracking térmico suave para obtener gasóleos pesados y fueles de baja viscosidad.

• COQUIZACIÓN O COKING
cracking térmico severo para obtener destilados de baja calidad (alto azufre) y coque de petróleo.

• FCC
cracking catalítico para la producción de gasolinas y, en menor medida, gasóleos.

REFORMADO

transformación de naftas en GLP y gasolinas de alto octano.

HDS/HDT

tratamientos con hidrógeno para eliminar el azufre.

Tabla de densidades de productos y equivalencias de unidades

	Densidades (Kg/litro)	PCI (Tep/m³)
Gasolinas		
95	0,7611	0,7694
98	0,7530	0,7694
Bioetanol	0,7940	0,5074
BioETBE	0,7453	0,6423
Gasóleos motor y componentes		
A,B	0,8453	0,8585
Biodiésel	0,8800	0,7894
Otros productos		
Gasolina de aviación	0,7211	
Gasóleo C	0,8583	
Keroseno Jet A1	0,8027	
Keroseno Jet A2	0,8038	
Fuelóleo	1,0000	

Fuente:
OM ITC 2877/2008 y
Fundación Gómez Pardo

PETRÓLEO	símbolo	litros	barriles	metro cúbico	tep
1 barril *	bbl	158,9900	1,0000	0,1590	0,1400
1 metro cúbico *	m3	1.000,0000	6,2900	1,0000	0,8600
1 tonelada equivalente de petróleo *	tep	1.160,4900	7,3000	1,1605	1,0000

** Media de referencia: 32,35º API y densidad relativa 0,8636*

VOLUMEN	símbolo	pie cúbico	barril	litro	metro cúbico
pie cúbico	ft³	1,0000	0,1781	28,3200	0,0283
barril	bbl	5.615,0000	1,0000	158,9840	0,1590
litro	l	0,0353	0,0063	1,0000	0,0010
metro cúbico	m³	35,3107	6,2898	1.000,0000	1,0000

		Emisiones CO_2		
Producto	**Equivalencia PCI (tep/tm) metodología Eurostat**	**(tCO_2/ktep) metodología IPPC**	**(kg/kg)**	**(kg/litro)**
GLP	1,099	2614		
Gasolina	1,051	2872	3,019	2,297
Gasóleo	1,010	3070	3,101	2,621
Keroseno	1,027	2964	3,044	2,443
Fuelóleo	0,955	3207	3,063	3,063