

# CONTENIDO Y SIGNIFICADO DEL ACUERDO ECONOMICO Y SOCIAL

José Antonio ANTON

## I. ANTECEDENTES

**N**O parece posible explicar con una razonable claridad en qué consiste el recientemente firmado Acuerdo Económico y Social sin hacer referencia a lo que pueden considerarse sus antecedentes inmediatos. Son éstos los «Pactos de la Moncloa», el Acuerdo Marco Interconfederal, el Acuerdo Nacional sobre el Empleo y el Acuerdo Interconfederal de 1983.

### 1. Los «Pactos de la Moncloa»

Los «Pactos de la Moncloa», firmados en 1977 por los partidos políticos con representación parlamentaria, marcan el inicio de una nueva técnica de concertación sobre los aspectos fundamentales de la política económica, tratando de encontrar puntos de acuerdo en el tratamiento de los principales desequilibrios económicos que, en aquel momento, afectaban a nuestro país.

En la definición de esa política económica, tres notas han de ser subrayadas como características de los «Pactos de la Moncloa».

En primer lugar, los «Pactos» son un acuerdo político, como muestra el hecho de que lo firmaran todos los partidos con representación parlamentaria.

En segundo lugar, el carácter político del acuerdo se refrenda por su debate y aprobación parlamentaria en ambas cámaras, tras las intervenciones tanto de los representantes del gobierno como de los distintos grupos parlamentarios (1). En la medida en que el gobierno no contaba con la mayoría absoluta de los parlamentarios, los compromisos legislativos que asumía en los «Pactos» requerían la aquiescencia previa de los restantes representantes populares.

En tercer lugar, lo discutido y pactado formaba un verdadero plan económico integral de actuación en el que se afrontaba el conjunto de problemas que padecía nuestra economía y no sólo algún aspecto parcial.

### 2. El Acuerdo Marco Interconfederal, el Acuerdo Nacional sobre el Empleo y el Acuerdo Interconfederal de 1983

Los otros tres acuerdos posteriores se distinguen claramente de los Pactos de la Moncloa, básicamente, por su contenido y por los sujetos que en ellos intervienen, sin perjuicio de las especialidades existentes entre cada uno de ellos.

En lo que ahora nos interesa, y en términos generales, son acuerdos marco para la nego-

ciación colectiva laboral, y así su contenido es mucho más concreto que el de los Pactos de la Moncloa, puesto que se limitan al ámbito de las relaciones de trabajo y materias directamente conexas (sindicación, seguridad social), y, por otra parte, los firmantes no son representantes de partidos políticos, sino los implicados directamente en el mundo laboral, es decir, las asociaciones de empresarios y trabajadores; con la excepción del Acuerdo Nacional sobre el Empleo, de 1981, en el que también participa el gobierno.

La participación o no de este último resulta importante y clarificadora de los efectos del pacto. Si el acuerdo es bilateral (patronos y trabajadores) se refuerza su naturaleza de pacto o «convenio para convenir», como con frase feliz han sido calificados por Alonso Olea (2); si participa el gobierno, en cuanto «tercero», distinto de las partes, lo único que cabe decir es que asume compromisos de naturaleza político-legislativa, cuya exigencia, jurídicamente hablando, no resulta posible.

## II. EL ACUERDO ECONOMICO Y SOCIAL

Lo expuesto hasta el momento permite abordar ahora la respuesta a la pregunta fundamental: ¿qué es el Acuerdo Económico y Social? La contestación a esta cuestión es compleja, aunque se facilita por la propia estructura del Acuerdo.

En efecto, dentro del Acuerdo pueden distinguirse tres partes: una declaración del gobierno, un acuerdo tripartito (gobierno, CEOE-CEPYME y UGT)

y un acuerdo interconfederal (CEOE-CEPYME y UGT).

En lo que a la primera se refiere, y partiendo de la prioridad que supone la creación de empleo, *leitmotiv* del Acuerdo en su conjunto, el gobierno concreta sus intenciones en cuatro puntos:

1. Presión fiscal.
2. Déficit público.
3. Financiación del sector privado.
4. Otras medidas (mejora de la gestión tributaria, lucha contra el fraude fiscal, política industrial, favorecimiento de la baja de los tipos de interés, incentivos a la inversión privada y política de rentas).

Debe notarse que se trata de una «declaración del gobierno», integrada en el conjunto de un acuerdo con representantes no políticos, sino sociales. No hay, pues, un pacto con fuerzas de esta naturaleza. La situación, en este sentido, es completamente distinta a la existente en 1977 (Pactos de la Moncloa). Tampoco hay un programa económico completo, ni un esquema similar de poderes parlamentarios, en cuanto el actual gobierno está respaldado por la mayoría absoluta.

En segundo lugar, el Acuerdo supone, como expresa el artículo 1.º del Título Preliminar, «un amplio abanico de estipulaciones de carácter tripartito, configuradoras de obligaciones de hacer para las partes firmantes, en sus respectivos ámbitos de competencia». El análisis de esta parte del Acuerdo ha de ser necesariamente distinto, según cuál sea el enfoque que se le dé.

Económicamente pueden detectarse una serie de concesio-

nes de cada una de las partes. Así, el gobierno se compromete a no incrementar la presión fiscal estatal por vía de modificaciones tributarias en ese sentido, establece determinados aumentos del gasto público para la realización de obras y servicios públicos, etc. Los sindicatos y las organizaciones empresariales, por su parte, y desde sus respectivas posiciones, flexibilizan sus posturas para facilitar la contratación laboral. Y todos ellos se implican en dar efectividad a las previsiones del Acuerdo, integrando las comisiones de seguimiento y fiscal.

Jurídicamente, esta parte del Acuerdo no supone más que un conjunto de compromisos de comportamiento genérico, cuya posible exigencia coactiva resulta difícil de imaginar, no sólo porque, como se reconoce explícitamente en el Preámbulo, «los firmantes del Acuerdo, aún siendo obvio, han de manifestar su pleno respeto a la potestad que la Constitución confiere a las Cortes Generales en aquellas materias de las que se deriven compromisos legislativos», sino por la propia ineludible concreción de las medidas que han de ser, precisamente, en muchos casos, objeto de proyecto, discusión y posterior aprobación por las partes implicadas.

Por último, en cuanto al Acuerdo Interconfederal, nos movemos, nuevamente, en el terreno de los «convenios para convenir», que ya es conocido por experiencias anteriores. Supone, pues, obligaciones para las partes firmantes (CEOE, CEPYME y UGT), sin vinculación jurídica directa para quienes hayan permanecido al margen.

## NOTAS

(1) Sesión plenaria del Congreso de los diputados, n.º 14, del 27 de noviembre de 1977, y n.º 11 del Senado, de 11 de noviembre de 1977.

(2) *Derecho del Trabajo*, 8.ª ed., Facultad de Derecho, Universidad Complutense, Madrid, 1983, pág. 503.

# ACUERDO ECONOMICO Y SOCIAL

## ACUERDOS TRIPARTITOS DE CARACTER FISCAL

### MARCO GENERAL

1. Incremento de la *presión fiscal estatal*, es decir, ingresos no financieros del Estado como porcentaje del Producto Interior Bruto: 0,8 por 100 en 1985. Se considerará un aumento de ese orden para 1986.
2. Objetivo del *déficit público*:  
5,0 % del PIB, para 1985.  
4,5 % del PIB, para 1986.
3. Mejora de la gestión tributaria y lucha contra el fraude.
4. Incentivación de la inversión privada.
5. Política de rentas que permita el sostenimiento de la demanda interna.

### MEDIDAS CONCRETAS

#### 1. IMPOSICION DIRECTA

##### A. Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas

###### — Base imponible

- \* Mantenimiento de normas relativas a su determinación.

###### — Tarifa

- \* Mantenimiento de la tarifa.
- \* Mantenimiento del límite de tributación, tanto en el IRPF como el conjunto con el IEPPF.

###### — Deducciones de la cuota

###### a) Personales y familiares

1. Matrimonio ... .. 20.000 Ptas.
2. Hijos ... .. 15.000 Ptas.
3. Invalidez y subnormalidad ... 38.000 Ptas.
4. Mayores de 70 años ... .. 12.000 Ptas.

###### b) Por rendimiento de trabajo

1. Deducción fija ... .. 20.000 Ptas.
2. Unidad familiar:
  - Primer perceptor ... .. 20.000 Ptas.
  - Segundo perceptor ... .. 1 % del rendimiento, con límite máximo de 10.000 pesetas.

###### c) Por doble imposición

1. Dividendos ... .. deducción del 10 %

2. Trabajos realizados en el extranjero ... .. deducción del 15 %

###### d) Por inversiones

1. Mantenimiento de las deducciones actuales, incluidas las correspondientes a primas por seguros de vida.
2. Elevación al 17 % de las correspondientes a suscripción de valores de renta variable.
3. Actividades empresariales y profesionales: aplicación de los mismos incentivos a inversión fijados para el Impuesto sobre Sociedades, siempre que el rendimiento se determine mediante:
  - Estimación directa.
  - Estimación objetiva singular NO simplificada.

#### B. Impuesto sobre Sociedades

- *Deducción por inversiones*: 15 % sobre el valor de la inversión, con límite del 25 % de la cuota.
- *Deducción por creación de empleo*: 500.000 pesetas por cada trabajador a jornada completa/año, en que se **IN-CREMENTE** la plantilla. Límite: 30 % de la cuota (independiente del anterior).
- Posibilidad de *repercutir la deducción no aplicada* por insuficiencia de cuota líquida a **4 ejercicios inmediatos siguientes**.

#### 2. IMPOSICION INDIRECTA

- *Impuesto General sobre el Tráfico de las Empresas*: mantenimiento de tipos de gravamen.

### PROYECCION 1986

- Mantenimiento de líneas similares de actuación, a salvo de las repercusiones que suponga la implantación del IVA.

### COMISION FISCAL

- Se crea para informar a las partes firmantes de los proyectos de modificación del sistema tributario.

## EL PETROLEO EN LA ENCRUCIJADA DE LA ECONOMIA ESPAÑOLA

El sector energético presenta en España una elevada dependencia del petróleo, lo que supone que el conjunto de la economía es notablemente sensible a las marcadas incidencias que caracterizan, en forma ya continuada desde el comienzo de la década de los setenta, a las diferentes actividades que giran en torno a la importación de crudo, y que se han mostrado capaces de extender su influencia, a través de todo el entramado económico, hasta la práctica totalidad de las actividades económicas.

A juicio de **José María Marín Quemada**, autor de este trabajo, junto a los factores externos de precios o de disponibilidad de crudo, en todo el proceso de ajuste han sido también determinantes las acciones y omisiones de los poderes públicos al regular las actividades básicas de prospección, refinado y distribución.

La política petrolífera española, en estado durmiente durante buen número de años, se ha convertido en la última década en protagonista relevante, siendo sus actuaciones más recientes objeto de detenido examen en este trabajo, que plantea un análisis crítico de diferentes cuestiones fundamentales que van desde el papel asignado al petróleo en los planes energéticos hasta el futuro modelo de distribución de productos derivados, cuyas líneas maestras se están ahora materializando.

**E**N la estructura del consumo interior bruto de energía, la aportación del petróleo se ha situado siempre en niveles elevados, lo que han convertido a España en un país altamente dependiente de esta fuente.

Además, la cantidad de petróleo necesario para la obtención de una unidad de PIB es notablemente más alta que en la media de los países de Europa, y ello ha supuesto que la elevación de los precios de los crudos ha dificultado la generación

de renta, al mismo tiempo que producía notables encarecimientos para los consumidores directos que luego, a través de todo el sistema, se han reflejado con alcance ubicuo en el resto de los sectores económicos, generando los consecuentes efectos inflacionistas.

La rigidez de las estructuras de consumo impidió un ajuste rápido a las nuevas condiciones del mercado petrolífero, establecidas a raíz de los sucesos de 1973, lo que, unido a una tardía reacción en materia de ahorro

energético, se ha traducido en costes crecientes en divisas por importación de crudo, que han lastrado la evolución de nuestra balanza de pagos.

La política energética, desde siempre dispersa, ha necesitado concretarse por la fuerza de los acontecimientos de los últimos años y ante las exigencias dictadas por la política económica global, que no podía permanecer al margen de unos sucesos que condicionaban cada vez con más intensidad el acontecer de los hechos económicos.

También conviene recordar que las diferentes actividades que actualmente conforman el sector petrolífero están marcadas por la existencia —con las modificaciones que se han dictado con el paso de los años— de un doble monopolio fiscal y comercial instaurado en 1927, flexibilizado en 1948, y retocada su interpretación en numerosas ocasiones, pero plenamente vigente en la actualidad en muchos de sus aspectos fundamentales.

El propósito de este trabajo, una vez enunciados los condicionantes anteriores, es repasar la situación de las actividades básicas en el sector, que son: la exploración y producción de crudo, el refinado y la comercialización, así como las actuaciones de la política petrolífera reciente y, a la luz de los planes energéticos, avanzar en el análisis del futuro próximo, desde un punto de vista crítico cuyo único objeto es el deseo de propiciar y alcanzar una actuación cada vez más racional en estas actividades, de las que la economía nacional se muestra tan dependiente.

## I. EL PETROLEO EN LOS PLANES ENERGETICOS

A partir del año 1974, las directrices fundamentales de la política energética en general y petrolífera en particular se han ido recogiendo en los sucesivos planes energéticos. Pero hasta entonces habían sido varios los instrumentos utilizados por los responsables de la elaboración de una política petrolífera, a menudo incompleta y siempre descoordinada entre las propias autoridades económicas encargadas de su ejecución. Con objeto de sentar las bases de los aspectos analizados aquí, en el cuadro número 1 se ha incluido una síntesis de las actuaciones más importantes.

En pocos países continuaban tan desordenadas y tan repartidas las decisiones y las responsabilidades sobre estas materias como en España en los años setenta, y, paradójicamente, pocas han sido también las naciones que en el transcurso de los últimos años han elaborado tres planes energéticos dispares, más la revisión profunda de uno de ellos.

El primer PEN, realizado bajo la influencia de la nueva situación derivada de los acontecimientos críticos de octubre de 1973, puede considerarse también como el intento inicial para actuar con rigor en materia de planificación energética. El Plan fue aprobado el 24 de enero de 1975, tras varios meses de elaboración por parte de un grupo de técnicos de la Dirección General de la Energía. Las previsiones de evolución de la demanda energética allí incluidas se calcularon en base a un modelo de correlación con el PIB,

cuyo crecimiento medio se estimaba comprendido entre el 5 y el 6 por 100 hasta el año horizonte, 1985.

Bajo esta premisa, la participación del petróleo, creciente en valores absolutos, disminuiría en términos relativos en la estructura de la demanda de energía primaria desde una posición real en 1975 del 68 por 100, hasta un 43 por 100 en el año horizonte, cediendo de su posición en favor de dos fuentes de gran interés en aquellos momentos para los diseñadores del Plan, como eran la nuclear y el gas natural.

La realidad económica de aquellos años se encargó de contestar bien pronto las premisas fundamentales que sustentaban el Plan 1975-1985 y, como consecuencia de ello, este primer intento por dotar a España de un programa energético coherente, tras un cierto período de vigencia, tuvo que ser abandonado, transcurriendo 1976, 1977 y 1978 sin unas políticas energéticas y petrolíferas concretas, situación que se agravaba por la pluralidad de organismos de la Administración con influencia sobre el sector.

En un clima de desacuerdo en el seno de la Administración, ante estas diversas competencias que se interferían en la toma de decisiones, pero impulsado decisivamente desde el Programa de Saneamiento y Reforma Económica, y tras largos debates internos, el segundo Plan Energético fue enviado a las Cortes en junio de 1978 y aprobado por el Congreso un año después, el 28 de julio de 1979. Este segundo PEN consideraba un crecimiento del PIB del 1 por 100 en 1978 y de un 4 por 100, como media, para el resto del

período hasta el año horizonte, 1987. Para entonces, la participación real del petróleo en la estructura del consumo de energía durante 1978 se había situado en un 67 por 100, considerando las previsiones su disminución hasta el 54 por 100 en 1985 y resultando por tanto que este segundo PEN ampliaba notablemente la presencia del petróleo en la oferta de energía en comparación con el PEN anterior. El segundo PEN incluía, en comparación con el primero, una participación mucho más baja de la energía nuclear y del gas, siendo ahora el factor «compensador» la energía con origen en el petróleo.

En líneas generales, los objetivos considerados eran los de diversificación y ahorro energético, con decidido fomento de la exploración, además de la moderación y racionalización en el consumo, que debería conducir a la disminución en la participación del petróleo en el balance total.

Los objetivos del segundo PEN, especialmente referidos a cada fuente, fueron desarrollados, con poco detalle, a lo largo de los once capítulos que comprendía el documento del Plan. En el apartado referido al subsector petróleo se señalaron como características presentes, pero poco favorables a esta actividad, el desequilibrio cuantitativo y cualitativo entre las diversas fases (depresión en prospección y exceso de capacidad en refino y transporte marítimo) y las dificultades institucionales ante la fragmentación empresarial existente, encomendándose, a modo de instrumentos al servicio de los objetivos generales, las siguientes acciones concretas:

- Reordenación de los intereses públicos presentes en las diferentes actividades petrolíferas.

- Creación de una comisión interministerial para el desarrollo y ejecución de una eficaz política de aprovisionamiento de crudos, presidida por el Ministerio de Comercio y con participación de los de Economía, Industria y Energía y de Hacienda.

- Fijación gradual de las entregas anuales de productos petrolíferos de las refinerías a CAMPSA conforme al criterio del mínimo coste para el país. El nuevo sistema debería aplicarse progresivamente a partir de 1979.

- Impulso a la reconversión técnica de los procesos de fabricación de las refinerías, fomentada a través del sistema de fijación de los precios ex-refinería y de las entregas de productos a CAMPSA, así como apoyo a las exportaciones de productos que aliviase excedentes de capacidades y supusiesen ganancia neta en divisas por el valor añadido a los crudos.

- Gradual acercamiento en el tiempo del nivel y sistema de fletes petroleros oficiales a los internacionales.

- Establecimiento de un marco que favoreciera la exportación de servicios por la flota petrolera española y la gradual concentración empresarial de armadores y efectivos, susceptibles de permitir, en condiciones determinadas, una capacidad competitiva internacional de la flota.

- Adecuación de la red de distribución a las necesidades de servicio público a los usuarios.

Tampoco el segundo PEN fue duradero en su versión original ya que, pronto, los diseñadores de la política energética se enfrentaron con que, nuevamente, una realidad más negativa que la prevista anulaba parcialmente la validez de las previsiones realizadas meses atrás. Los incrementos de precios en los crudos a raíz de los sucesos en Irán, en 1979, y la persistencia de una situación de oferta-demanda de crudos en equilibrio más que precario durante los meses siguientes, añadidos a la mala situación económica interna en España, obligaron a una reelaboración profunda del documento en 1981.

La revisión del segundo PEN estimaba la demanda objetivo aplicando unas técnicas econométricas más rigurosas que en los dos intentos anteriores, concretadas ahora en los modelos MARKAL y PROCER, similares a los utilizados por la Agencia Internacional de la Energía.

El crecimiento del PIB considerado fue del 1,2 por 100 para 1981, 3 por 100 para 1982, 3,5 por 100 medio para el período 1983 y 1985 y 4 por 100 hasta el 1990, año horizonte de la ejecución del Plan, en el que se consideraba una participación del petróleo del 45 por 100.

En la revisión de 1981, el segundo PEN incluía básicamente los mismos objetivos que en la formulación inicial de 1979, señalando como cuestiones pendientes en el sector petróleo:

- La lenta disminución del consumo como consecuencia del retraso en la entrada de varios grupos térmicos y nucleares.

- La excesiva dependencia del fuel, cuya utilización como combustible quería ser frenada.

- La continuación de las modificaciones institucionales, tras la reciente creación del INH como pieza fundamental de la política petrolífera española en los años siguientes.

- La puesta en operación en las refinerías de unidades de transformación de productos pesados en ligeros (FCC, etc.).

- La implantación de una política de precios que considerase adecuadamente las cargas financieras en que incurrirían los refinadores al instalar las unidades de conversión y mantener unos *stocks* estratégicos.

La política energética, que se sintetiza del punto 5.1 del documento de revisión del Plan, para el sector petrolero se puede resumir en los siguientes puntos:

- Paulatina liberalización del sector.

- Entrada de compañías refinadoras en las actividades de comercialización y distribución.

- Actualización y modernización del sistema de fijación de precios.

- Compatibilizar la cuota de compra del Estado con una necesaria autonomía en el abastecimiento de crudos para las refinerías.

- Integración vertical y creación de una sociedad de gestión del patrimonio de distribución, de mayoría pública.

Pero parecía que nada en planificación energética podía ser duradero y, pocos meses después de finalizarse esta revisión del segundo PEN, efectuada en diciembre de 1981, y tras las elecciones generales de octubre de 1982, se comienza la elaboración del tercer Plan Energético, que tropieza en su origen

**CUADRO 1  
PRINCIPALES  
INSTRUMENTOS  
UTILIZADOS  
A PARTIR  
DE LOS  
AÑOS SESENTA  
POR LA  
POLITICA  
PETROLIFERA  
ESPANOLA**

- Publicación anual, a partir de 1963, del Plan Nacional del Combustible con carácter vinculante para los refinadores y únicamente orientativo para CAMPSA, donde se determinaban, entre otras cosas, las retiradas de los productos petrolíferos por parte de esta última.
- Autorización en 1964 para el establecimiento de refinerías con procesos petroquímicos, destinados a la exportación.
- Nueva normativa de adjudicación, ubicación y ampliación de refinerías que se instalaron a partir de 1968, fijando condiciones de participación pública.
- Revisión en 1971 de la normativa anterior, confirmando la falta de continuidad de criterio de la Administración, que en la práctica variaba la sistemática de concesión cada vez que se autorizaba una nueva refinería.
- Fórmula de la cuantificación de precios, creada en 1971, y filosóficamente similar a la del carbón, en función de cuyos resultados la Delegación del gobierno en CAMPSA marca los precios a percibir por los refinadores.
- Sistemática para el mantenimiento en el año 1973, y a partir de esta fecha, de unos *stocks* mínimos de seguridad, cuya vigilancia en la práctica no se ha seguido con rigor, excepto en momentos de muy graves tensiones en el mercado de crudos o productos.
- Reagrupamiento de ENCASO, REPESA y ENTASA en ENPETROL, por unión en 1974 de las tres empresas públicas en una sola.
- Publicación de la Ley de Investigación y Explotación de Hidrocarburos en 1974, a través de la que se flexibiliza la prospección en territorio nacional.
- I Plan Energético Nacional, 1975.
- II Plan Energético Nacional, 1978.
- Modificación de importantes aspectos de la fiscalidad sobre el petróleo y productos derivados en la Ley de Impuestos Especiales, 1979.
- Creación del INH (Instituto Nacional de Hidrocarburos) e integración en este organismo de las participaciones del Estado en el sector, hasta entonces muy diseminados, 1981.
- Revisión II Plan Energético Nacional, 1981.
- Cambio en las relaciones administrativas y de retribución entre el Monopolio y la CAMPSA, 1981.
- Protocolo entre el Ministerio de Industria y Energía, el INH, CAMPSA y las empresas refinadoras, 1983.
- III Plan Energético Nacional, 1983-84.

Fuente: Elaboración propia.

con dificultades derivadas del encuentro de intereses públicos y privados, además de algunos enfrentamientos internos del grupo político en el gobierno a propósito de las líneas maestras en que debería basarse la sistemática de actuación en el sector. En opinión de los nuevos responsables de la política energética, la inviabilidad del Plan anterior era manifiesta ante los cambios experimentados en el contexto energético mundial y ante la evolución de la economía española, en forma alejada de la considerada en el PEN 1979 y en su revisión de diciembre de 1981. A estas razones hay que añadir además el cambio en la ideología política de los nuevos diseñadores y la existencia de un Plan Trienal del Gobierno (1984-1986) con el que el Plan Energético debe de guardar la adecuada coherencia, como una pieza más que es de la política económica global.

Los problemas fundamentales señalados en el tercer Plan Energético Nacional, elaborado en 1983, aprobado en Consejo de Ministros en marzo de 1984 y presentado al Congreso de los Diputados el 4 de mayo del mismo año, son:

- Crecimiento excesivo a lo largo de la pasada década del consumo de petróleo y del total de energía en relación al PIB.
- Fuerte dependencia del exterior, escasa producción energética nacional y consiguiente vulnerabilidad en los abastecimientos. El petróleo, componente casi exclusivo de las importaciones de energía, es el principal elemento desequilibrador de la balanza de pagos.
- Sobrecapacidad de producción en refino de petróleo, generación de electricidad y rega-

**CUADRO N.º 2**

**ESTRUCTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA PRIMARIA EN LOS PLANES ENERGETICOS**

	I PEN Prev. 1985	II PEN Prev. 1987	II PEN R. Prev. 1990	III PEN Prev. 1990
Petróleo .....	43,7	54,3	45,2	47,6
Carbón .....	14,0	16,2	22,8	24,3
Hidráulica .....	8,4	9,4	9,2	11,8
Nuclear .....	22,8	14,8	15,1	11,4
Gas natural .....	11,1	5,3	6,1	4,9
Otras .....	—	—	1,6	—
<b>TOTAL</b> .....	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
Previsión de la demanda en MTEC .....	196,7	145-161	152,1	129,4

*Fuente: Planes Energéticos.*

sificación, que, añadida a los proyectos en marcha, puede producir desequilibrios graves entre oferta y demanda.

Los objetivos del Plan vigente, recogidos en el epígrafe 1.3 del documento del Ministerio de Industria y Energía, y con horizonte en el año 1992, son:

- Reducir la vulnerabilidad del abastecimiento energético español.
- Mejorar la eficiencia energética en los sectores consumidores y transformadores de energía, impulsando el ahorro y conservación.
- Utilizar óptimamente los recursos para satisfacer la demanda. Este objetivo se manifiesta en dos vertientes fundamentales: absorber el exceso de capacidad existente en el sector energético y sanear financieramente a las empresas.

En la consecución de estos objetivos está implícita la idea, reflejada en otros apartados del tercer PEN, de situar la apor-

tación del petróleo en la estructura del consumo en un 49,9 por 100 en 1986, en un 47,6 para 1990 y alcanzar 1992 con el 47,1 por 100, lo que supondría una rebaja frente a 1983 de cerca de seis puntos y de cerca de doce puntos con respecto a 1982, sobre unas cifras de demanda global menores. En el cuadro número 2 se refleja la estructura de la demanda alcanzada, como previsión, en los diferentes Planes, y la importancia del petróleo en cada uno de ellos.

El modelo utilizado en el PEN 83 es de tipo EFOM (*Energy Flow Optimization Model*), que minimiza costes a partir de variables de demanda y precios, considerando una previsión de crecimiento del PIB del 2,5 por 100 en 1984 y del 3,5 por 100 durante el período 1986-1992, y alcanzando una demanda de energía primaria de 135,6 MTEC en el año horizonte.

El PEN 83, con independencia de la valoración de detalle que merezca su contenido, pre-

senta un conjunto de actuaciones ordenadas con mayor apariencia de rigor que las incluidas en los planes energéticos anteriores. Ello permite extraer algunas conclusiones, si bien aún demasiado generales, con respecto a los efectos macroeconómicos que puede llegar a propiciar el Plan actual.

Aunque no se comentan efectos de la inversión, sí se ofrece el volumen, que alcanzará en el trienio 84-86, el 8,8 por 100 de la formación bruta de capital prevista en el Plan Económico para el mismo período. (12.5 de FBCF y 1.1 de inversiones energéticas, ambas cifras en  $10^{12}$  pesetas 1982).

El sector energético es intensivo en capital y, por tanto, deficiente generador de puestos de trabajo. En este sentido, el Plan prevé alcanzar los 211.000 empleos directos desde una cifra actual de 190.000. En hidrocarburos no están previstos nuevos puestos, sino tan sólo un trasvase de mano de obra de unas actividades a otras, siendo el número de personas actualmente empleadas de unas 70.000.

Cuando la dependencia energética del exterior se sitúa en un entorno del 60 al 70 por 100, que es el caso español, la demanda de divisas es naturalmente alta. Pero, además de necesitar importar energía primaria, será necesario importar bienes de equipo para dotar adecuadamente unas actividades que requieren de una tecnología de punta. Adicionalmente, las necesidades de financiación, también de circulante, pueden obligar a acudir al mercado exterior de capitales. En el PEN 83, la demanda de divisas está imprecisamente tratada, cuantificándose únicamente la necesi-

ria por la primera de las razones apuntadas, esto es, la importación de energía primaria, que alcanzará previsiblemente los 9.459 y los 13.540 millones de dólares corrientes en los años 1986 y 1992. De estas cifras, 8.190 y 11.417 millones de dólares corrientes corresponden a los pagos en divisas por el crudo importado.

El PEN 83 identifica al petróleo como la fuente energética fundamental que cubrirá la mitad de las necesidades durante el período 1984-1992, señalando como problemas pendientes a nivel de sector esta alta dependencia, que adicionalmente lo es de una energía importada, además de la señalada sobrecapacidad en refino y de la fragmentación de las diferentes fases, lo que se traduce, en opinión del Plan, en una insuficiente integración vertical.

Tras el enunciado de estos problemas básicos en el punto 3.3.1, el PEN manifiesta proponer un conjunto de medidas que tienen por objeto superar los obstáculos dentro de un marco menos proteccionista. El concepto de protección y, sobre todo, sus grados y su conveniencia, es un tema tradicionalmente considerado en la teoría de la Política Económica como fuertemente influenciado por la actitud previa de la persona que lo maneja. Así ha debido de ser en este caso. Un análisis menos apasionado conduciría, en mi opinión, a definir las medidas incluidas sobre las actividades petrolíferas como las propias de un plan energético intervencionista, concepto que me parece más claro, y desde luego distinto, del de protección.

Estos aspectos, y otros recogidos en el PEN 83 sobre el sec-

tor petróleo, serán tratados con detalle en los siguientes puntos, al comentar las acciones emprendidas en el pasado, la situación actual de las actividades petrolíferas, los ajustes pendientes de realizar y la política aplicada en cada caso.

## II. INVESTIGACION Y PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

Las características geológicas del subsuelo español hacen que las prospecciones sean altamente inciertas y presenten unos requerimientos de capital elevados. Estas circunstancias, junto con la existencia tradicional de una legislación escasamente incentivadora, han dado como resultado un esfuerzo investigador bajo, con frutos, hasta épocas muy recientes, netamente desesperanzadores.

Ahora bien, en la prospección de hidrocarburos, como en casi todo proceso de investigación, los resultados no surgen de forma improvisada, sino que requieren de una infraestructura, en este caso técnica, económica y legal, adecuada. Lamentablemente, hasta 1959, año en que se aprobó la primera Ley de Hidrocarburos, las condiciones fiscales y las reservas de dominio a favor del Estado convertían la búsqueda de petróleo en una aventura muy poco atractiva desde el punto de vista económico.

Es en la existencia de esta política tan poco propicia donde se obtiene la explicación del por qué España, que podía haber tenido acceso en cada momento a la tecnología existente como cualquier otro país de Europa Occidental, presenta hoy un

retraso tan notable en la investigación. Baste recordar que entre 1940 y 1959 se perforaron menos de media docena de pozos al año, con resultado nulo en todos los casos, y que este retraso de veinte años nos ha separado profundamente de Europa en lo que se refiere a frecuencia de perforaciones y resultados obtenidos, considerando formaciones geológicas semejantes.

La Ley de Hidrocarburos de 26 de diciembre de 1958 y su Reglamento de 12 de junio de 1959 —concebidos ambos con «espíritu autárquico» en el marco del Plan de Estabilización—, si bien suponían un adelanto en la incentivación de las prospecciones, seguían incorporando notables limitaciones, como una tasa o canon de superficie, un impuesto sobre producto que operaba como cuota mínima y que no admitía traslación, además de un tipo del 50 por 100 sobre beneficios (1).

La necesidad de incentivar la investigación —extremo asumido por la política petrolífera es-

pañola lamentablemente solo con posterioridad a los acontecimientos críticos desencadenados en octubre de 1973 y, en mi opinión, en forma aún tímida—, dio origen a la nueva Ley de Hidrocarburos de 27 de junio de 1974, a su Reglamento de 30 de julio de 1976, así como a una serie de modificaciones posteriores, concretándose todo ello, entre otros estímulos, en la desaparición de la reserva del Estado, en la supresión del impuesto sobre producto, en una reducción del tipo de Sociedades, además de en una elevación en las amortizaciones, con la consideración de éstas como gasto deducible, todo ello junto con una regulación flexible de la compensación de pérdidas y con el reconocimiento del llamado «factor de agotamiento», considerado como posible deducción de la base del Impuesto de Sociedades.

Pero, como se ha indicado anteriormente, a pesar de estas modificaciones, la tardía reacción de los diseñadores de nuestra política petrolífera ha situado a

España en una desfavorable posición, como se desprende del cuadro n.º 3, donde se refleja, para el período 1945-1983, la situación española en comparación con la de otros países cuyas estructuras geológicas presentan, con las diferencias de cada caso, analogías sustanciales (2). En los países comparados se detecta una elevada correlación entre el esfuerzo investigador y las reservas descubiertas. Resulta demasiado simple suponer que una mejor fortuna ha favorecido el mayor hallazgo de petróleo en todos ellos, ya que en la realidad ha sido la existencia de un conjunto de actuaciones incentivadoras de la investigación las que han propiciado los resultados obtenidos.

Frecuentemente, a través de la política energética de numerosos países, se han pospuesto las finalidades fiscales al descubrimiento de reservas en territorio nacional. Sin embargo, en España las medidas incluidas en la Ley de Hidrocarburos de 1974 resultan aún tímidas a este respecto y por ello está por definir, como pieza importante en todo el entramado de la política petrolífera nacional, un conjunto de medidas que faciliten al máximo la prospección de hidrocarburos, sacrificando a la consecución de mayores cuotas de autoabastecimiento —objetivo económica y estratégicamente prioritario— ese deseo de continuar transformando en vehículo fiscal cualquier actividad relacionada con el petróleo.

Los intereses que están presentes en España como titulares de permisos de investigación, perforando sondeos, como asociación de compañías o como agentes, son dos sociedades públicas, dos privadas nacionales, y un numeroso grupo de em-

CUADRO N.º 3

COMPARACION DEL ESFUERZO EXPLORATORIO DE ESPAÑA FRENTE A OTROS PAISES EN EL PERIODO 1945-1983

PAISES	Superficie sedimentaria (10 <sup>4</sup> Km <sup>2</sup> )	Sondeos de exploración (número)	Sondeos cada 10 <sup>4</sup> Km <sup>2</sup> (número)	Reservas descubiertas (10 <sup>6</sup> TEP)	Reservas descubiertas cada 10 <sup>4</sup> Km <sup>2</sup> (10 <sup>6</sup> TEP)
España ... ..	35,00	470	13	45	1
Francia ... ..	38,15	1.642	43	393	10
Italia ... ..	34,25	1.866	54	597	17
Austria ... ..	4,85	592	122	194	40
R.F.A. ... ..	15,00	1.933	129	782	52

La cifra de superficie de sedimentación incluye la terrestre y la marítima de profundidad inferior a 200 m.

Fuente: Petroconsultans 1984.

CUADRO N.º 4

**PRODUCCION INTERIOR DE PETROLEO**  
(Cifras en Tm.)

A Ñ O S	Ayoluengo	Amposta	Tarraco	Casablanca	Dorada	Total
1979 .....	73.823	273.931	370.638	10.629	428.590	1.157.611
1980 .....	68.556	291.642	302.242	672.363	267.206	1.594.453
1981 .....	61.000	99.269	89.349	669.107	300.490	1.226.049
1982 .....	76.036	81.335	47.351	901.938	423.963	1.530.623
1983 .....	78.788	84.637	277.077	2.169.704	366.578	2.976.784
1984 (junio) .....	37.307	39.354	173.890	945.092	151.461	1.347.107

Fuente: Delegación del Gobierno en Campsa. Memoria 1982. INH: Informe estadístico.

presas de capital extranjero de origen. La elevada presencia de compañías norteamericanas, entre las extranjeras, se explica por la existencia en Estados Unidos de un tratamiento fiscal estimulador de la prospección, aun fuera del país.

Las sociedades operan en las diferentes áreas, ocho en total, en que se encuentra dividido el territorio nacional, habiéndose revelado como de mayor interés la Mediterránea, con los yacimientos comerciales de Amposta, Casablanca, Dorada, Tarraco y recientemente Salmonete. La zona del Cantábrico, prometedora en su origen, se ha visto reducida al Campo de Ayoluengo, de baja producción de petróleo, si bien conserva su potencialidad por lo que a gas se refiere. En esta zona, en la cuenca del Mar Cantábrico, fueron detectadas acumulaciones de crudo en reducidas cantidades y de explotación económica inviable. En el resto de las áreas, Surpirenaica, Madrid-Guadalajara, Bética, Guadalquivir y Golfo de Cádiz, no se han producido hasta el momento indicios relevantes que permitan suponer la existencia de yacimientos de petróleo en el subsuelo.

Los campos de producción del Mediterráneo más el de Ayoluengo, totalizaban unas reservas en torno a los 35 millones de Tm., cantidad bien exigua comparada con el consumo y de la que ya se ha dispuesto en su 50 por 100. Como se observa en el cuadro n.º 4, donde se ha incluido la producción interior de petróleo, el yacimiento de Casablanca, en donde recientemente ha tenido lugar el sondeo «Casablanca 10», es el más importante, seguido por los de Dorada, Tarraco, Amposta y Ayoluengo. Estas cifras confirman por ahora la teórica imposibilidad geológica de disponer de grandes campos, al mismo tiempo que demuestran también la bondad de la investigación cuando se obtiene como resultado el hallazgo de yacimientos modestos pero que resultan de ayuda a la economía nacional.

En el exterior, la única empresa española que opera en esta actividad continúa siendo HISPANOIL (3), de capital público y con intereses, directos o a través de empresas filiales o participadas, en varios países de potencial interés como Argelia, Brasil, Guinea, Guatemala, India, Irlanda, Italia, Malta, Mar del Nor-

te, Mauritania, Noruega, Túnez y Yugoslavia, con unas reservas cifradas en torno a los 45 millones de Tm. y cerca de 31.000 kilómetros cuadrados de permisos y concesiones (4). Lamentablemente, el esfuerzo investigador en el exterior, que ha traído unas muy importantes cantidades de dinero, ha logrado unos resultados modestos, incluso en comparación con la investigación desarrollada en territorio nacional. Por tanto, la conveniencia de, ante esta situación y con recursos escasos, centrar las prospecciones en España, parece clara, y resulta chocante que nuestra política energética no haya asumido este planteamiento con más vigor, especialmente cuando la poco rentable investigación exterior está siendo desarrollada por una empresa pública.

El PEN 83, como se indica repetidamente en este trabajo, está obviamente llamado a ser el instrumento fundamental de la política energética española con horizonte en 1992. Aceptada esta premisa, resulta poco alentadora la escasa atención y la generalidad con que despacha el tema de la exploración-

producción de hidrocarburos. El PEN 83, explicita el objetivo de mantener en la proporción actual la participación del crudo nacional más el aportado por HISPANOIL sobre el total del consumo interior, limitándose a señalar la necesidad de reestructurar ENIEMSA e HISPANOIL, contemplando las siguientes prioridades:

- Actividades de exploración en España, que tendrán carácter preferencial.

- Actividades de exploración en el exterior, para las que deberá diseñarse una nueva estrategia de reducción y diversificación de riesgos.

- Dentro de las actividades en el exterior, deberá tenerse en cuenta, como elemento reductor del riesgo, la posibilidad de adquisición de reservas semiprobadas en áreas estables políticamente y que preferentemente sean exportadoras netas.

Las inversiones para ENIEMSA, estimadas en el PEN 1984-1992, en pesetas de 1982, alcanzan las siguientes cifras:

- Año 1984: 13.000 millones de pesetas.

- Año 1988: 25.000 millones de pesetas.

- Período 1984-88: 94.000 millones de pesetas.

- Período 1989-92: No se incluyen.

Como ajuste complementario, el PEN supone que el sector privado durante el período comprendido entre 1984 y 1988 se sitúe en unas inversiones de 69.000 millones de pesetas de 1982 (5).

La aparente poca importancia que se concede en el PEN al tema de la prospección con un planteamiento como el expues-

**CUADRO N.º 5**

**PRECIO DE VENTA OFICIAL DE ALGUNOS CRUDOS SIGNIFICATIVOS**

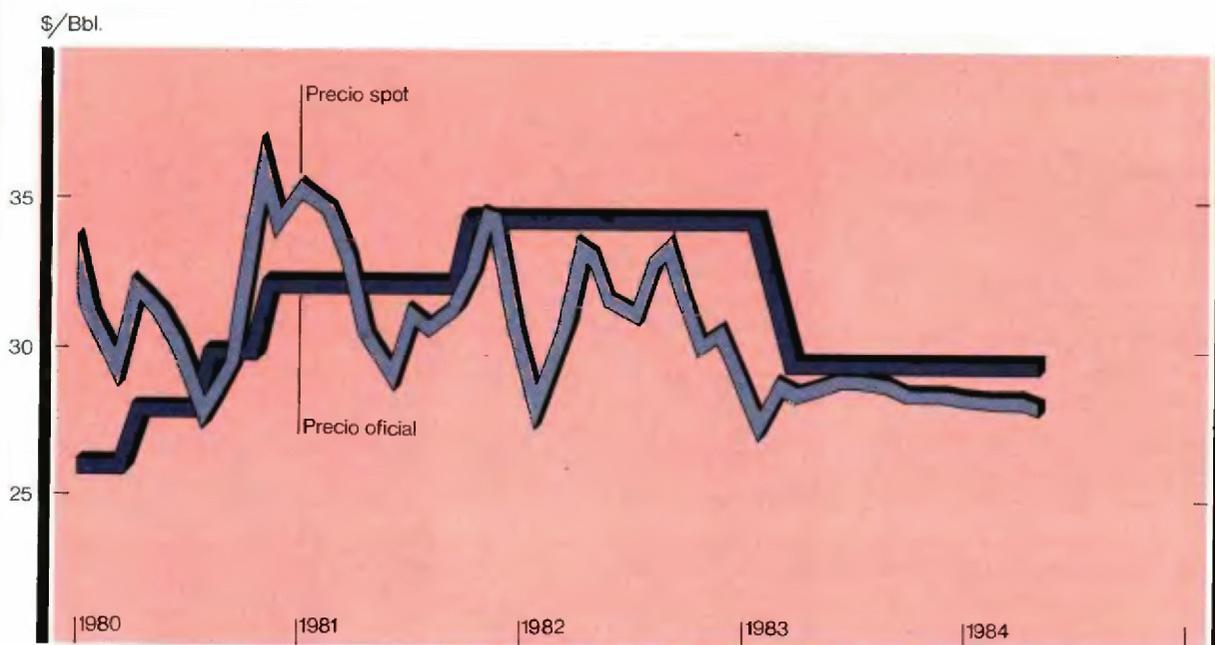
ORIGEN	°API	31-12-82 (\$/b)	31-12-83 (\$/B)	30-3-84 (\$/b)
<b>MEDIO ORIENTE</b>				
Arabia ligero .....	34	34,00	29,00	29,00
Arabia medio .....	31	32,40	27,40	27,40
Arabia pesado .....	27	31,00	26,00	26,00
Berri .....	39	34,52	29,52	29,52
Murban .....	39	34,56	29,56	29,56
Zakum .....	40	34,46	29,46	29,46
Umm Shaif .....	37	34,36	29,36	29,36
Dukhan .....	40	34,49	29,49	29,49
Qatar .....	36	34,30	29,30	29,30
Kirkouk .....	36	34,83	29,43	29,43
Irán ligero .....	34	31,20	28,00	28,00
Irán pesado .....	31	29,30	27,10	27,10
Kuwait .....	31	32,30	27,30	27,30
Dubai .....	32	33,86	28,86	28,86
Omán .....	34	34,00	29,00	28,55
<b>OTROS</b>				
Sahara M .....	44	35,50	30,50	30,50
Zarzaitine .....	42	35,50	30,50	30,50
Zueitina .....	40,5	35,40	30,40	30,40
Brega .....	40	35,50	30,40	30,40
Es Sider .....	37	35,15	30,15	30,15
Sarir .....	36	34,35	29,60	29,60
Brass River .....	43	35,50	30,00	30,00
Bonny ligero .....	37	35,50	30,00	30,00
Escravos .....	36	35,40	29,85	29,85
Forcados .....	31	34,50	29,00	29,00
Suez Blend .....	33	31,75	28,50	28,00
Ekofisk .....	42	34,25	30,25	30,25
Brent .....	37,5	33,50	30,00	30,00
Forties .....	36,5	33,50	29,90	29,90
Ninian .....	36	33,10	29,60	29,60
Flotta .....	35,5	32,50	29,30	29,30
Minas .....	34	34,53	29,53	29,53
Bekapai .....	41	36,25	30,95	30,95
Handil .....	33	34,80	29,50	29,50
Isthmus .....	34	32,50	29,00	29,00
Maya .....	23	25,00	25,00	25,00
Oficina .....	34	37,06	31,09	31,09
Tía Juana medio .....	26	32,88	27,88	27,88
Bachaquero .....	17	25,29	25,00	25,00

*Fuente: Tarifas P.I.W. Elaboración propia.*

to, parece confirmarse cuando se repasan sus objetivos fundamentales (6) y se comprueba que entre ellos no se recoge ninguno a propósito de la necesidad de propiciar drásticamen-

te la búsqueda de hidrocarburos en territorio nacional con mayor intensidad y concreción que la desarrollada hasta ahora, no previéndose tampoco en el documento ninguna variación en el

**GRAFICO 1**  
**EVOLUCION DEL PRECIO DEL CRUDO DE REFERENCIA,**  
**ARABIA LIGERO 34° API**  
**EN EL MERCADO OFICIAL Y EN EL MERCADO SPOT**



Fuente: Boletines periódicos del PIW.

marco legal y fiscal actual ni siendo posible encontrar referencias de detalle sobre las inversiones de HISPANOIL en el exterior. Sin un conjunto de medidas concretas que sean realmente incentivadoras de las prospecciones, será difícil ir más allá de la explicitación de buenas intenciones recogidas en el Plan actual.

### III. ABASTECIMIENTO DE CRUDO: PRECIOS Y ORIGENES

La elevada dependencia del exterior hace que el capítulo de compra de crudos, año tras año,

incida en forma negativamente creciente sobre la balanza de pagos. La evolución de los precios en origen, cuadro n.º 5, ininterrumpidamente alcista, con la excepción del significativo retroceso a la baja de primero de febrero de 1983 — momento en que el precio oficial del crudo Arabia Ligero descendió desde 34 \$ por barril hasta 29 \$— se ha visto complicada por la permanente apreciación del dólar frente a la peseta, factor que ha supuesto un encarecimiento adicional muy importante.

Los precios en el mercado *spot*, claramente más favorables que los oficiales desde 1982 — como termómetro de la ade-

cuación entre la oferta y la demanda de crudo su tendencia hacia prever, desde diez o doce meses atrás, la disminución del precio del barril de referencia, como efectivamente se produjo a comienzos de 1983—, han permitido sólo parcialmente cubrir con crudos más baratos en dólares las necesidades de las refinerías, toda vez que la consecución de unos adecuados niveles de seguridad en los abastecimientos aconseja disponer paralelamente de contratos a medio plazo, normalmente más caros. En el gráfico 1, se puede apreciar el diferencial entre los precios oficiales y los alcanzados en el mercado *spot* durante los últimos años.

La situación actual de precios estables por la que atraviesa el mercado tiene en su origen una múltiple explicación basada, además de en la mayor racionalización del consumo mundial, en la recesión de la demanda de crudo de los países no productores industrializados, forzada por los momentos recesivos pasados y, también, por la irrupción en el mercado petrolífero de nuevos productores. Ahora bien, dado que estos últimos no cuentan en general con yacimientos en los que puedan forzar la producción mucho más, es posible que la recuperación de las economías occidentales

en 1985 y 1986 impulse la demanda de crudo, fortaleciendo la posición dominante de la OPEP en los suministros y propiciándose con ello una situación en la que serían factibles revisiones al alza de los precios. Además, baste recordar que en un número anterior de PAPELES (7), ya se puso de manifiesto por Fontela la peculiaridad técnica de la función de oferta de la OPEP, con dos puntos de equilibrio sobre la demanda, el primero actuando en mercado libre y el segundo como «cartel» (8).

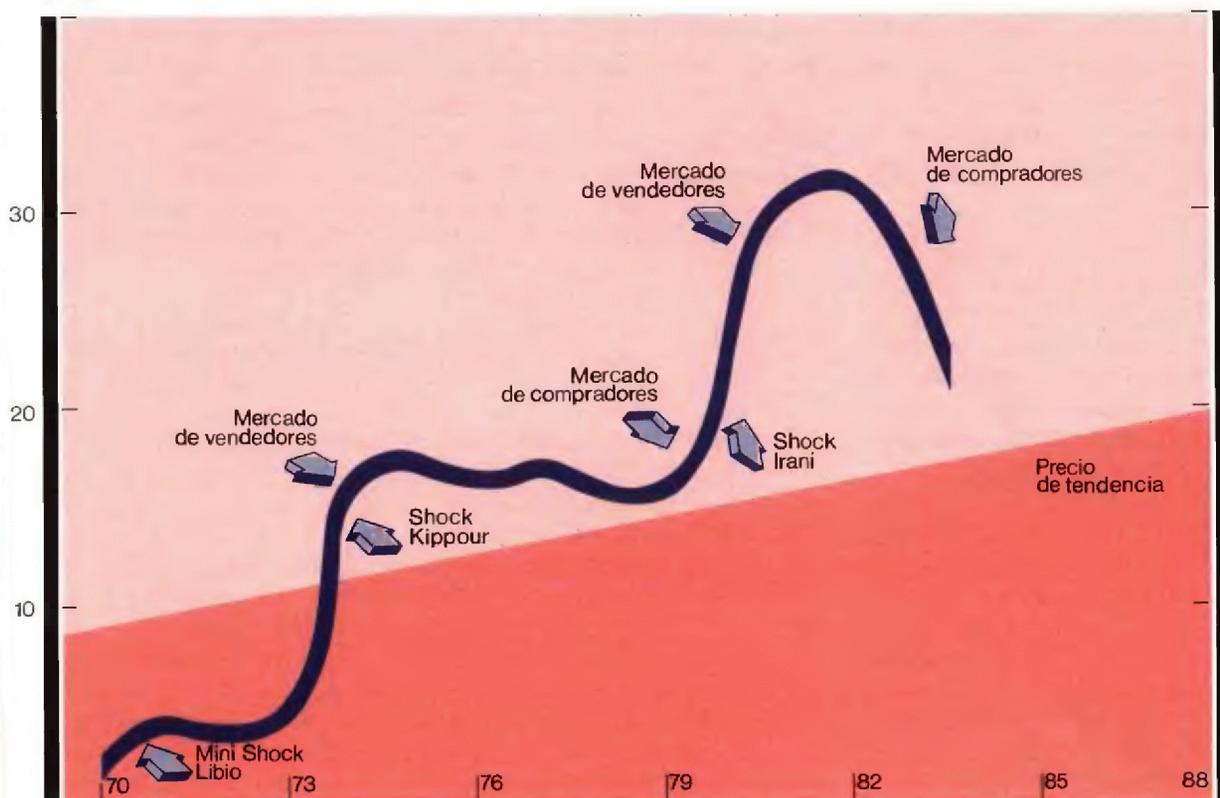
Por otra parte, el ciclo depresión-estabilización-prosperidad

no es nuevo, y nada indica que en el futuro no pueda continuar funcionando, como lo ha hecho en el pasado. En este sentido, el trabajo de Stoffaes (9), analizando las fluctuaciones del precio del petróleo en dólares constantes de 1980, también puede resultar significativo (gráfico 2).

En el caso español, la evolución de los precios del crudo, como se ha indicado ya, resulta básicamente de una mezcla de dos factores: precio en origen y tipo de cambio. A su vez, la inflación interna ejerce su influencia sobre los precios relativos. Adicionalmente, el crudo

**GRAFICO 2  
FLUCTUACION DEL PRECIO DEL CRUDO DE REFERENCIA,  
EN DOLARES 1980**

\$1980



Fuente: STOFFAES, C.

CUADRO N.º 6

## EVOLUCION DEL PRECIO DEL CRUDO DE REFERENCIA EN DOLARES CORRIENTES, PESETAS CORRIENTES Y PESETAS CONSTANTES

AÑOS	DOLARES CORRIENTES		PESETAS CORRIENTES		PESETAS CONSTANTES 1970	
	\$	%	Ptas.	%	Ptas.	%
1970	1,35	—	93,82	—	93,82	—
1971	1,75	29,6	117,47	25,2	112,20	19,6
1972	1,90	8,5	120,40	2,5	127,51	13,6
1973	3,60	89,5	204,48	69,8	174,32	36,7
1974	10,46	190,6	589,83	188,4	345,70	98,3
1975	10,46	—	662,89	5,6	342,28	(1,0)
1976	11,51	10,1	784,98	26,1	375,53	9,7
1977	12,70	10,3	1.035,30	31,9	405,42	7,9
1978	12,70	—	900,04	(13,1)	327,83	(12,2)
1979	22,84	79,8	1.516,34	68,5	464,91	41,8
1980	31,33	37,2	2.471,93	63,1	598,45	28,7
1981	34,00	8,5	3.291,54	33,1	622,43	4,0
1982	34,00	—	3.940,60	19,7	650,98	4,5
1983	29,00	(14,7)	3.691,70	(6,3)	499,33	(23,3)
1984	29,00	—	5.075,0	37,5	659,75	32,1
VARIACION		32,1		39,4		18,1

Precio \$/b a diciembre de cada año.

Cambio Ptas/\$ a diciembre de cada año.

Fuente: Elaboración propia.

transformado soporta unas cargas fiscales importantes y toda una sistemática compleja de subvenciones.

Por todo ello, en nuestro mercado, el precio de los productos, en los que el componente «coste de crudo» es en cualquier caso importante, no ha seguido siempre la evolución de la materia prima en origen, ni es probable que, de cumplirse el PEN 83, lo haga a la baja en el futuro, toda vez que se prevé «no trasladar a los precios interiores posibles bajadas coyunturales de los precios del petróleo» (10), con lo que es fácil de predecir que, ante la dificultad de diferenciar entre bajadas coyunturales y las que no lo son, el consumidor español va a pagar los productos derivados cada vez a mayor precio, entremezclán-

dose una vez más con el instrumental de la política energética toda una operativa fiscal de fines recaudatorios, que dificulta considerablemente a la primera la consecución de sus objetivos propios, y aleja a la economía española de la eficacia de un sistema de precios energéticos reales o semirreales.

En el pasado, el coste del crudo en pesetas ha evolucionado en la línea que se indica en el cuadro n.º 6, donde se recogen los precios teóricos en pesetas corrientes y constantes. Desde 1970 a 1983, el precio del crudo de referencia ha experimentado un incremento medio anual del 32,1 por 100, medido en dólares corrientes. La variación, durante el mismo período y en pesetas corrientes, ha sido del 39,4 por 100 de media anual y, en

pesetas constantes de 1970, ha alcanzado el 18,1 por 100. La influencia del tipo de cambio y del deterioro de la moneda es manifiesta y no requiere de más comentarios.

Por lo que al origen de los abastecimientos se refiere, en el cuadro n.º 7 se recoge, por grandes áreas, la procedencia del crudo descargado en las refineries y destinado al abastecimiento del mercado nacional.

Entre 1973 y 1979 los abastecimientos estuvieron poco diversificados y peligrosamente concentrados en los países del Golfo Pérsico, y más concretamente en Arabia Saudita, Irán, Iraq y Dubai, con cifras globales cercanas e incluso superiores al 70 por 100 de nuestras importaciones. La situación crí-

tica desencadenada a raíz de la guerra árabe-israelí de octubre de 1973 y los sucesos de Irán en 1979 —especialmente estos últimos, ya que Irán suministró en 1978 cerca del 18 por 100 del crudo consumido—, por fin convencieron a los compradores españoles, tanto privados como públicos, de la necesidad imperiosa de procesar también crudos procedentes de zonas menos conflictivas.

El incremento de las importaciones de Venezuela, el crudo mejicano y el del Mar del Norte, de Angola y de Nigeria, han venido, entre los de otras procedencias, a asegurar el comienzo de una diversificación impuesta por razones económicas y políticas, iniciada con retraso de seis años, y que se ha ido concretando en las variaciones recogidas en el gráfico 3.

Pero, como es sabido, la compra de crudos no queda en su totalidad a la libre decisión de las refinerías. Desde 1963, y con una base legal no más firme que un acuerdo de Consejo de Ministros (11), un porcentaje, que

hasta ahora ha sido aproximadamente del 50 por 100, queda sujeto a comercio de Estado y asignado obligatoriamente a las refinerías. Teóricamente, este crudo debe de servir para garantizar el suministro en caso de conflicto de algún tipo, para fomentar las exportaciones de productos españoles o para asegurar un precio más beneficioso que el de mercado a plazo.

Sin embargo, el crudo de cuota, cuya gestión fue encomendada a Hispanoil, ha resultado siempre a precio igual o superior al de mercado, y es un hecho que ni en los momentos más críticos de octubre-noviembre de 1973, a excepción de los pocos días en que se decretó el embargo contra Holanda y Estados Unidos del petróleo árabe, los países se han encontrado desabastecidos. Tampoco está claro que se hayan beneficiado grandemente las exportaciones españolas hacia países suministradores de la cuota, por la existencia en sí de dicha cuota, puesto que una política comercial de eficaz apertura de mercados exteriores debería de

haber cubierto mejor a nuestros productos. No obstante, como se señala en un trabajo de Martos (12), que analiza la correlación entre exportaciones españolas e importaciones de crudos de cuota, en el caso de Arabia Saudita y Méjico existe un notable paralelismo entre la evolución de ambas magnitudes, que por contra no se detecta en los casos de Libia e Iraq, países todos ellos integrantes de la cuota en los últimos años, y es que, lógicamente, la evolución de las exportaciones de productos diversos depende de muchos más factores que los representados por la facilidad de la compra de crudo a través de Comercio de Estado.

La cobertura de la cuota se recoge en el cuadro n.º 8, siendo manifiesto que, si bien estas cifras son significativas y ocupan un alto porcentaje en los suministros de crudos para España, dividida la cuota entre varios países, no ha facilitado la asunción de una posición dominante ni para Hispanoil ni para el Estado español en las negociaciones frente a los suministradores.

CUADRO N.º 7

PROCEDENCIA DEL CRUDO DESCARGADO EN LAS REFINERIAS (MERCADO PROPIO)  
(Cifras en millones de Tm.)

ZONA DE ORIGEN	1973		1976		1979		1981		1983		1984 (a junio)	
	Tm.	%	Tm.	%	Tm.	%	Tm.	%	Tm.	%	Tm.	%
Golfo Pérsico ... ..	29,4	67,6	38,6	77,4	34,1	71,9	23,4	49,9	16,6	42,4	8,0	44,2
Mediterráneo ... ..	11,8	27,1	7,8	15,8	6,8	14,3	7,5	16,2	6,9	17,7	4,1	22,6
Africa Occidental... ..	0,3	0,7	0,9	1,8	0,8	1,7	2,9	6,3	1,7	4,4	1,0	5,5
América... ..	1,4	3,13	1,0	2,0	4,2	8,9	11,0	23,5	8,6	22,0	3,0	16,6
Otras zonas ... ..	0,0	—	0,0	—	0,6	1,3	0,8	1,6	2,4	6,1	0,7	3,9
España ... ..	0,6	1,4	1,5	3,0	0,9	1,9	1,2	2,5	2,9	7,4	1,3	7,2
<b>TOTAL... ..</b>	<b>43,5</b>	<b>100,00</b>	<b>49,8</b>	<b>100,0</b>	<b>47,4</b>	<b>100,0</b>	<b>46,8</b>	<b>100,0</b>	<b>39,2</b>	<b>100,0</b>	<b>18,1</b>	<b>100,0</b>

Fuente: Elaboración propia con datos de INH y Boletín Petróleo 1984.

CUADRO N.º 8

**VOLUMEN DE CRUDOS DE LA CUOTA DE GOBIERNO  
GESTIONADOS POR HISPANOIL**

(Cifras en millones de Tm.)

	1979	1980	1981	1982	1983
Crudos de cuota .....	23	28	24	19	18
Total crudos importados (mercado interior) .....	47	49	47	40	36
% participación cuota (cobertura).	48,9	57,1	51,1	47,5	50,0

Fuente: Memorias HISPANOIL, Informe anual INH y elaboración propia.

Desde el PEN 83 se prevé una diversidad de orígenes para reducir la vulnerabilidad en el abastecimiento a través de un aumento en la diversificación de los crudos de la cuota del Estado (13). Con independencia de que la generalidad de esta manifestación incluida en el PEN no permite extraer muchas conclusiones, resulta conveniente insistir en que una mayor pluralidad ha de restar aún más capacidad de negociación en la cuota, con lo que el posible efecto beneficioso sobre las futuras exportaciones resultará más que discutible. Suponiendo que los abastecimientos de crudo están garantizados por el mercado en los próximos años a un nivel razonable y bajo la hipótesis, relevante, de que el crudo cuota no debe resultar en ningún caso más caro que en el mercado libre, la pregunta que surge es ¿para qué ha de servir entonces la cuota? Una actuación más razonable, en mi opinión, sería que las refinerías públicas ejecutaran la estrategia de abastecimientos que los diseñadores de la política económica marcasen, en tanto que los intereses privados del refino demostrasen su capacidad para conseguir el crudo que su de-

manda requiera y en las condiciones más adecuadas para cada caso y cada momento. De lo contrario, los refinadores privados corren el riesgo de ver cada vez más intervenida su actividad, que en este campo ya lo está hasta el 50 por 100, y terminar convirtiéndose en unos simples maquiladores, con escaso riesgo económico y cuidadosos tan sólo de obtener un canon de manipulación adecuado y seguro, con cargo a los Presupuestos Generales de un Estado cuyos ciudadanos tendrán que pagar unos productos petrolíferos más caros que los potencialmente suministrados por un mercado más libre.

#### IV. REFINO

La actuación del Estado ha condicionado desde la ubicación inicial hasta las características actuales de las plantas de refino. Inicialmente (14), en 1927, la destilación de petróleo crudo fue confiada a la CAMPSA, lo que motivó que se instalara en territorio no monopolizado la primera refinería construida con posterioridad a esta fecha. El

incumplimiento del encargo de dotar al país de unas instalaciones de refino adecuadas por parte de la administradora, indudablemente junto a otras razones, produjo un cambio en la dirección de la política petrolífera en 1947, año en que se inició una etapa de liberalización parcial, a la que no fue ajena la posición del INI. La nueva situación, que permitía conceder autorización para refinar en la Península a entidades al margen del Monopolio, propició que se sumaran a la única planta instalada en Tenerife (15) desde 1929, la del Valle de Escombreras (16) en 1950, la de La Coruña (17) en 1964, la de Puertollano (18) en 1965, las refinerías, esencialmente en su diseño destinadas a la exportación, en Algeciras (19), Huelva (20) y Castellón (21), todas ellas entre 1967 y 1968, a las que se añadió una fábrica destinada a la obtención de asfalto en Tarragona (22), que entraría en funcionamiento en 1968. Las adjudicaciones, éstas y las siguientes, siempre se guiaron por una sistemática errática en sus criterios y cambiante para cada caso. A estas autorizaciones siguieron las de Bilbao (23) y Tarragona (24) en 1970 y 1975, respectivamente. En 1974, REPESA absorbió a ENCASO y ENTASA, naciendo, como primer refinador nacional, la Empresa Nacional del Petróleo.

Por Ley 45/1981, de 25 de diciembre, se creó el Instituto Nacional de Hidrocarburos, INH, en una operación claramente beneficiosa para la política petrolífera nacional, al agruparse en el nuevo organismo, que será cauce de la actuación pública, múltiples responsabilidades hasta entonces dispersas e incluso, a menudo, enfrentadas en el seno de la Administración.

Por lo que al subsector de refinación se refiere, el nacimiento del Instituto supuso, además de lo ya comentado, la posibilidad de situar bajo un solo órgano rector la coordinación de la Empresa Nacional del Petróleo, de PETROLIBER y de PETRONOR, esta última participada por el Estado a través de CAMPSA, que, a su vez, está también integrada en el INH, a través de su filial Corporación Española de Hidrocarburos, por lo que es de suponer que quede, salvando la mayor participación de PEMEX, potencialmente ligada también

al Instituto a nivel de decisiones estratégicas.

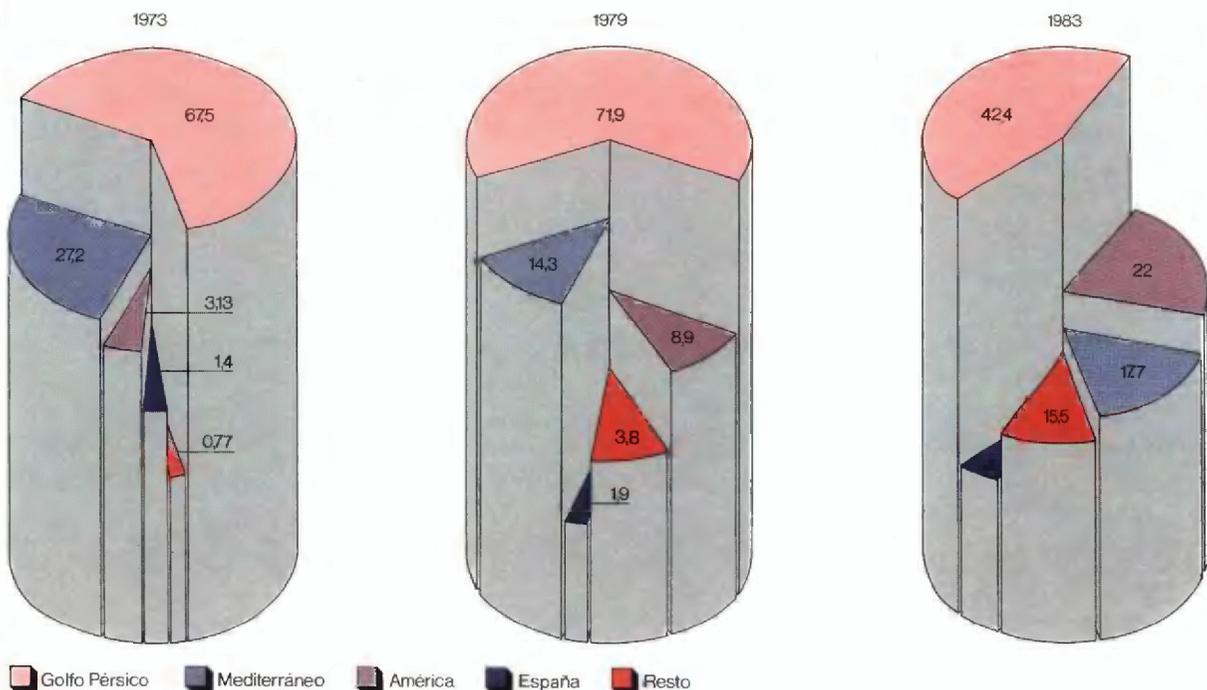
Con independencia de los cambios de titularidad del capital social y en algunos casos del nombre de la empresa, todas estas refinerías continúan destilando crudo en la actualidad y todas ellas han realizado las importantes inversiones en puesta al día que exigía la obsolescencia de los procesos, la evolución del barril nacional o el envejecimiento de sus instalaciones. Por tanto, ninguna refinería ha sido cerrada, adecuándose su marcha

en cada momento a la demanda del mercado.

En el gráfico 4 se identifican la situación geográfica y la titularidad de cada una de ellas.

En los últimos cinco años la cifra de destilación ha seguido en España la evolución del consumo (cuadro n.º 9), es decir, alista entre 1979 y 1980, para descender durante 1981 y 1982, estabilizándose en 1983, con ligera tendencia a la baja en los meses transcurridos en 1984. Durante estos años, en el intento para adecuar la oferta de pro-

**GRAFICO 3  
EVOLUCION DE LA PROCEDENCIA DEL CRUDO  
DESCARGADO EN LAS REFINERIAS**



Fuente: Elaboración propia.

# GRAFICO 4 SITUACION Y TITULARIDAD DE LAS REFINERIAS



Fuente: Elaboración propia.

CUADRO N.º 9

## CONSUMO PRODUCTOS PETROLIFEROS (MERCADO INTERIOR)

PRODUCTOS	1979	1980	1981	1982	1983
G.L.P. ....	2.573	2.504	2.453	2.275	2.302
Gasolinas ....	5.755	5.656	5.655	5.735	5.737
Keroseno corriente ....	45	36	30	27	23
Keroseno aviación ....	1.246	1.155	1.168	1.213	1.094
Gas-oil ....	10.631	10.429	9.733	10.093	10.380
Diesel-oil ....	92	61	44	33	47
Fuel-oil ....	18.995	20.823	18.603	14.683	12.756
Naftas ....	2.634	2.606	2.274	2.599	2.788
Petroquímicos terminados....	508	450	426	379	282
Lubricantes ....	317	299	283	303	376
Vaselinas ....	10	10	8	7	8
Disolventes ....	56	92	82	84	80
Parafinas ....	43	46	46	47	51
Asfaltos ....	790	752	734	846	821
Otros productos ....	790	888	938	1.587	2.269
<b>TOTAL</b> ....	<b>44.485</b>	<b>45.807</b>	<b>42.477</b>	<b>39.911</b>	<b>39.014</b>

Fuente: ASERPETROL.

ductos a la demanda del consumo, las refinerías han realizado importantes inversiones con objeto de aligerar cada una de ellas su producción (obtención de más productos ligeros, como gasolinas, y menos productos pesados, como fueles), adaptándose así el barril medio al mercado interior. Los excedentes son exportados hacia los mercados internacionales, cuyos precios en dólares se mantienen dentro de unos márgenes estables, con tendencia a la baja desde 1982, si bien en pesetas, ante el deterioro de nuestra moneda frente al dólar, siguen una trayectoria distinta.

En el cuadro n.º 10 se incluyen las cifras de crudo destilado por cada una de las refinerías nacionales en el último quinquenio.

Esta necesidad de adaptarse al mercado, prevista por las diferentes compañías desde hace

varios años, se ha traducido en una serie de proyectos primero

y realidades después, cuyo resumen se expresa en el cuadro número 11. No obstante, estas instalaciones no supondrán en el futuro la existencia de un equilibrio entre la producción y la demanda, por lo que, como indica el PEN 83 (25), será necesario recurrir a intercambios en el mercado exterior, con la problemática de que se obtengan razonables márgenes para las empresas que los realicen.

Años atrás, a finales de la década de los sesenta y comienzos de los setenta, la capacidad de tratamiento de crudo aumentó en toda Europa empujada por una creciente demanda de productos. Adicionalmente, en España, el Plan Nacional del Combustible forzaba una elevada correlación entre la capacidad de destilación y los cupos de retiradas para el mercado monopolizado asignados a cada compañía. La conjunción de ambas

CUADRO N.º 10

CRUDO DESTILADO  
(Cifras en miles de Tm.)

	1979	1980	1981	1982	1983
<b>EMPETROL:</b>					
Escombreras ....	6.792	6.551	5.766	5.667	4.368
Tarragona ....	5.427	5.620	5.197	4.622	6.234
Puertollano ....	6.335	6.132	5.994	5.400	4.726
<b>CEPSA:</b>					
Tenerife ....	5.788	5.668	5.598	5.105	5.105
Algeciras ....	6.880	6.831	6.424	6.090	5.948
<b>PETRONOR SOMORR.</b> ....	6.402	6.659	6.179	7.030	7.822
<b>PETROMED CASTELLON.</b> ....	2.795	2.902	3.575	3.349	3.416
<b>PETROLIBER CORUÑA</b> ....	3.771	4.129	3.920	3.169	3.517
<b>ERT HUELVA</b> ....	3.129	3.296	3.221	2.886	2.422
<b>ASESA TARRAGONA.</b> ....	1.187	1.624	1.625	1.364	982
<b>TOTAL</b> ....	<b>48.506</b>	<b>49.412</b>	<b>47.499</b>	<b>44.682</b>	<b>44.542</b>

Fuente: Delegación del Gobierno en Campsa e INH.

razones ha producido un sobredimensionamiento de las instalaciones, especialmente notorio ante la disminución reciente del consumo. En Europa se ha procedido a dejar fuera de servicio unidades ya envejecidas e incluso a cerrar refinerías cuyo funcionamiento no era necesario para cubrir la demanda. Tal como se indica en el cuadro n.º 12, el grado de utilización de la capacidad de refino disponible es ligeramente superior en España que en la mayoría de los países considerados.

El PEN 83 (26), que al igual que el Plan anterior concede un tratamiento de cierto detalle al tema de la sobrecapacidad, considera la conveniencia de dar de baja a las unidades innecesarias hasta alcanzar una tasa de utilización media del 85 por 100. Ahora bien, este grado de utilización, más alto que el de cualquiera de los países recogidos en el cuadro anteriormente comentado, apenas si deja margen para la adecuación entre oferta y demanda, y obligaría a depender demasiado del exterior, cuando no hay ninguna seguridad de que los mercados extranjeros

**CUADRO N.º 11**  
**INSTALACIONES DE CONVERSION REALIZADAS O EN PROYECTO**  
(Cifras en miles de Tm/año)

REFINERIAS-EMPLAZAMIENTO	FCC	Hidrocraker	Coker	Visbreaker
EMP. Puertollano .....	1.200	—	—	—
EMP. Cartagena .....	—	—	—	1.600
EMP. Tarragona .....	—	650	—	1.600
PETROLIBER. La Coruña .....	1.200	—	750	—
PETRONOR. Bilbao .....	2.000	—	—	2.000
ERT. Huelva .....	700	—	—	—
CEPSA. Algeciras .....	1.250	—	—	1.800
CEPSA. Tenerife .....	—	—	—	1.800
PETROMED. Castellón .....	750	—	—	—
<b>TOTAL .....</b>	<b>7.100</b>	<b>650</b>	<b>750</b>	<b>8.800</b>

*Fuente: PEN 83.*

sean siempre, o como media, más favorables. Extrapolar a 1992 lo que ha ocurrido en 1982 y en 1983 es, cuando menos, arriesgado, especialmente cuando hay un factor adicional de incertidumbre, cual es la evolución del tipo de cambio de la peseta frente al dólar, moneda en la que se realizan las cotizaciones de los productos.

Si las refinerías españolas efectivamente desmantelan parte de su capacidad de tratamiento, ante un nivel de precios petrolíferos ex refinería (27) marcado por la política petrolífera con el criterio de retribuir las instalaciones con un margen máximo de sobredimensión del 15 por 100, ante cualquier contingencia por el lado del consumo o de la producción la dependencia del

**CUADRO N.º 12**  
**UTILIZACION DE LA CAPACIDAD DE REFINO EN DIVERSOS PAISES**  
(UNIDAD: Millones Tm/año)

PAISES	CAPACIDAD INSTALADA REFINO				CRUDO DESTILADO				% UTILIZACION			
	1975	1979	1981	1983	1975	1979	1981	1983	1975	1979	1981	1983
España .....	59	74	78	74	43	49	48	45	72,9	65,9	61,5	63,4
Francia .....	169	167	158	143	109	128	98	77	64,3	76,5	62,0	53,9
Italia .....	216	209	201	155	100	120	93	74	46,3	57,4	46,3	48,0
R.F.A. ....	154	154	143	120	92	111	85	72	59,7	72,1	59,4	60,0
Holanda .....	97	90	85	78	57	60	41	42	58,8	66,7	48,2	53,9
U.K. ....	147	133	141	111	94	97	78	78	63,9	72,9	55,3	70,3
Bélgica .....	49	51	50	33	29	34	29	20	59,2	66,7	58,0	61,8

*Fuente: «Suplement au Bulletin Analytique Petrolier» y elaboración propia.*

exterior puede ser, además de difícil de remediar a corto, bastante cara en términos de balanza de pagos.

Más prudente sería pretender alcanzar, como objetivo, una utilización media en torno al 75 por 100, que está por encima de lo normal en el mundo occidental, y que podría resolver favorablemente cualquier contingencia que se presentase, permitiéndose además, cuando el mercado lo propicie, maquilar y exportar productos con efecto positivo sobre la balanza de pagos (28) y el nivel de actividad económica.

Con objeto de ofrecer una visión rápida de los intereses presentes en el refino, se incluye

el gráfico 5, que recoge las entidades que actúan y la titularidad de su capital.

Un análisis realizado en base a la comparación de la propiedad del capital social, en función de la capacidad teórica de tratamiento de cada refinería, ofrece los resultados obtenidos en el cuadro n.º 13, del que se desprende que algo más del 50 por 100 del «dominio» de la actividad del refino corresponde al sector público tras la OPA de CAMPSA, prácticamente el 45 por 100 al privado nacional y el 5 por 100 restante al capital público extranjero, concretamente mejicano. En la práctica, por el juego de la mayoría, estos porcentajes se alterarían, situándose los intereses públicos con un

control sobre los medios productivos del 61,48 por 100, correspondiendo a los intereses privados el 38,52 restante, bajo la hipótesis de suponer los intereses de PEMEX en PETRONOR próximos a los intereses públicos españoles.

Por tanto, el refino se configura, en base a todo lo expuesto hasta aquí, como una actividad fuertemente intervenida y con elevada participación pública.

## V. COMERCIALIZACION: EL PROTOCOLO

La comercialización, en su fase final, está monopolizada en la

CUADRO N.º 13

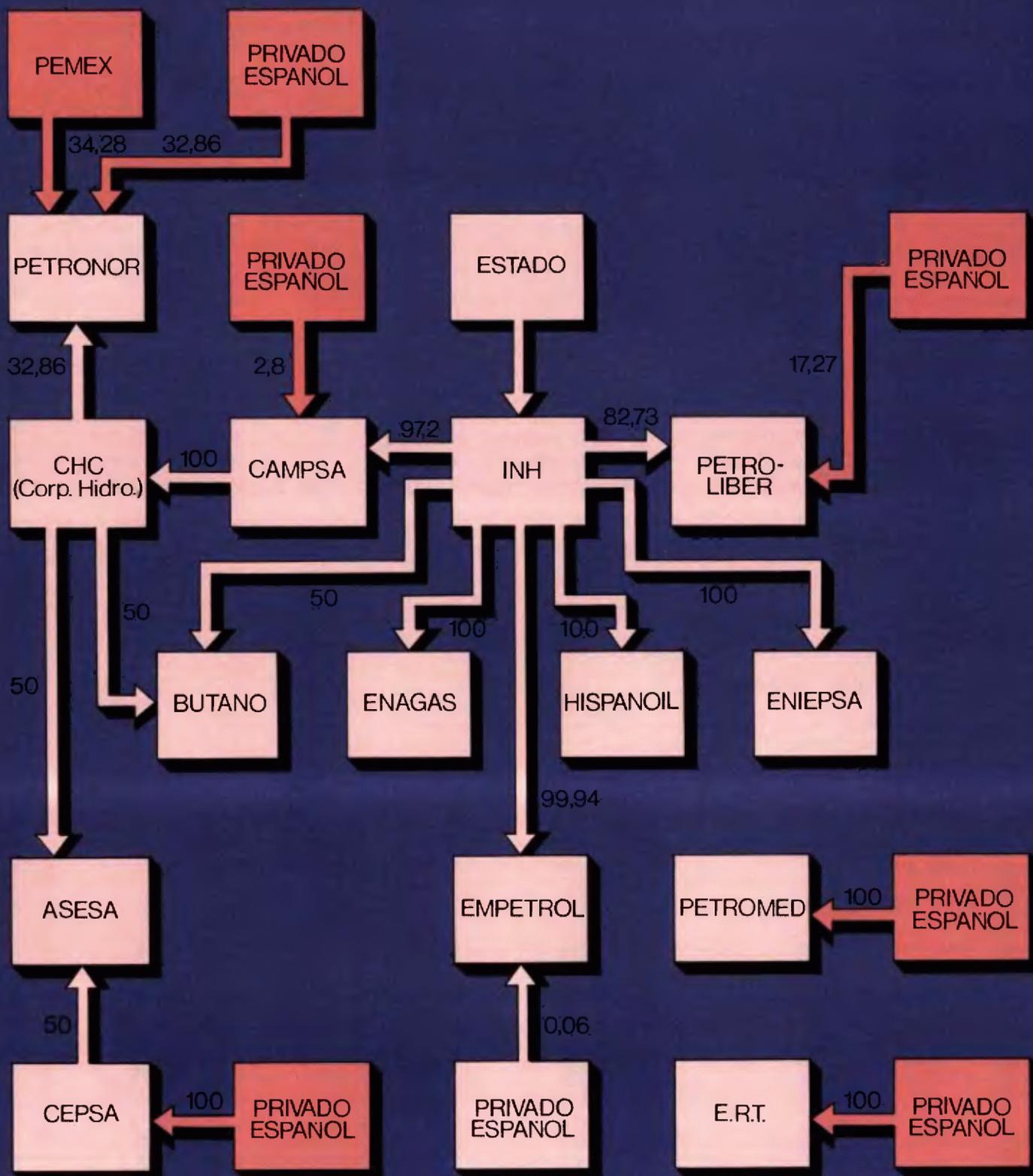
### COMPOSICION DEL CAPITAL EN LA INDUSTRIA DEL REFINO EN FUNCION DE LA CAPACIDAD

COMPAÑIA REFINADORA	Capacidad autorizada (Millones Tm.)	%	% PARTICIPACION DEL CAPITAL		
			Público nacional	Privado nacional	Extranjero
<b>EMPETROL:</b>					
Escombreras .....	8,00	11,85	—	—	—
Puertollano .....	7,00	10,37	—	—	—
Tarragona .....	11,00	16,30	—	—	—
<b>SUB-TOTAL EMPETROL .....</b>	<b>26,00</b>	<b>38,52</b>	<b>38,50</b>	<b>0,02</b>	<b>—</b>
PETROLIBER .....	5,50	8,15	6,74	1,41	—
<b>SUB-TOTAL INH .....</b>	<b>31,50</b>	<b>46,67</b>	<b>45,24</b>	<b>1,43</b>	<b>—</b>
<b>CEPSA:</b>					
Algeciras .....	8,00	11,85	—	—	—
Tenerife (*) .....	8,00	11,85	—	—	—
<b>SUB-TOTAL CEPSA .....</b>	<b>16,00</b>	<b>23,70</b>	<b>—</b>	<b>23,70</b>	<b>—</b>
PETROMED .....	6,00	8,89	—	8,89	—
ERT .....	4,00	5,93	—	5,93	—
PETRONOR .....	10,00	14,81	4,87	4,87	5,07
<b>TOTAL .....</b>	<b>67,50</b>	<b>100,00</b>	<b>50,11</b>	<b>44,82</b>	<b>5,07</b>

(\*) Capacidad mercado monopolio: 2,95 millones de TM. Capacidad mercado ex-monopolio: 5,05 millones de TM. Capacidad total: 8,00 millones de Tm.

Fuente: Elaboración propia.

**GRAFICO 5**  
**ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL**  
**DE LAS EMPRESAS PETROLIFERAS (En %)**



Se representan porcentajes de participación en el capital social.  
 Fuente: Elaboración propia.

Península y Baleares a favor de CAMPSA. En Canarias, Ceuta y Melilla, estas tareas son atendidas por empresas privadas nacionales o extranjeras.

Conviene aquí recordar que en la intervención del mercado de productos derivados se superponen un monopolio fiscal y un monopolio comercial. La persistencia de este último no encaja ni en la legislación ni en las prácticas de la Comunidad Económica Europea, por lo que la permanencia de la situación actual no parece viable a largo plazo y, a medida que avancen las aproximaciones hacia la CEE, resultará imprescindible desarrollar el monopolio comercial de CAMPSA para finalmente posibilitar la competencia de las empresas procedentes de los países miembros, en igualdad de derechos y obligaciones que los distribuidores españoles.

La extinción del monopolio comercial y la consolidación del monopolio fiscal (que no contradice los principios comunitarios) es tarea que requerirá de importantes ajustes en el sistema actual, los cuales deberán, por elemental prudencia, distribuirse a lo largo de una serie de fases coordinadas entre sí y fechadas de acuerdo con un calendario oportuno, desde luego sin apresuramiento, pero también sin demora.

Dos circunstancias iniciales condicionaban las posibles actuaciones. De una parte, los refinadores españoles, tanto públicos como privados, que hay que suponer que eran los más interesados, carecían en general de la experiencia necesaria en la distribución primaria, ya que las restricciones del mercado monopolizado lo han impedido durante años. Por otro lado, exis-

te toda una red de distribución primaria, propiedad del Estado y asignada al Monopolio, que es operada por CAMPSA. Esta red primaria se compone de factorías, depósitos subsidiarios, oleoductos, buques, etc.

Ante esta situación, los diseñadores de la política energética optaron por la elaboración de un documento que, tras una serie de complejas negociaciones, fue firmado el 8 de julio de 1983 por el Ministro de Industria, el Presidente del INH, el Presidente de CAMPSA y los presidentes de EMP, PETROLIBER, CEPESA, PETRONOR, PETROMED y ERT. El contenido de este documento, «Protocolo entre el Ministerio de Industria y Energía, Campsa y las empresas refinadoras», no sobrepasa las seis hojas mecanografiadas, pero su contenido será, sin duda, trascendental como instrumento de la política petrolífera española de los próximos años.

Comienza el Protocolo señalando la conveniencia de adaptar el sector petrolero español a la sistemática derivada del Tratado de Roma, para continuar señalando las medidas previstas de adecuación que, en síntesis, son:

- Continuar el proceso de reconversión de las instalaciones de refino para garantizar la competitividad frente al exterior.
- Buscar una posible integración vertical mediante la coordinación y actuación conjunta de las diferentes empresas que operan en el sector, al objeto de mejorar costes y enfrentarse con éxito en un mercado competitivo.

El primero de los aspectos citados parece de inclusión pura-

mente formal en el Protocolo y ha sido posteriormente desarrollado con cierto detalle en el PEN 83. El segundo aspecto es el fundamental del documento y para su consecución se prevén las siguientes actuaciones:

- El INH adquirirá la totalidad de las acciones de CAMPSA, en un primer momento, para que después CAMPSA adquiera los medios de distribución propiedad del Estado y adscritos al Monopolio.
- Adicionalmente, se modificará la composición del capital de CAMPSA para dar entrada en él a las empresas refinadoras, quienes adquirirán su parte correspondiente en la siguiente proporción:

EMP ... ..	34,2
PETROLIBER ... ..	7,9
CEPSA ... ..	15,0
PETRONOR ... ..	13,3
PETROMED ... ..	7,7
ERT ... ..	5,9

El 16 por 100 restante permanece en el INH. La cuantificación del neto patrimonial será consecuencia del valor asignado a los activos por el Ministerio de Economía y Hacienda. Si posteriormente alguno de los accionistas decide ceder parte o todas sus acciones, los demás tendrán derecho de adquisición preferente y proporcional. De no ser así, podrá ejercitar este derecho la propia sociedad.

- La nueva CAMPSA, y por su parte BUTANO, distribuirán y comercializarán en la Península y Baleares los productos de las refinerías firmantes.
- Las empresas refinadoras que dispongan de puntos de

CUADRO N.º 14

**ORIGEN DE LOS INTERESES PRESENTES EN LA NUEVA CAMPSA EN FUNCION DE LAS PARTICIPACIONES DE CAPITAL**

	PUBLICO NACIONAL		PRIVADO NACIONAL		PUBLICO EXTRANJERO		Participación total directa en nueva Campsa
	De origen	Nueva Campsa	De origen	Nueva Campsa	De origen	Nueva Campsa	
INH .....	100,0	16,0	—	—	—	—	16,0
EMPETROL .....	100,0	34,2	—	—	—	—	34,2
CEPSA .....	—	—	100,0	15,0	—	—	15,0
PETRONOR .....	32,9	4,4	32,9	4,4	34,2	4,5	13,3
PETROLIBER .....	82,7	6,5	17,3	1,4	—	—	7,9
PETROMED .....	—	—	100,0	7,7	—	—	7,7
ERT .....	—	—	100,0	5,9	—	—	5,9
<b>TOTAL .....</b>		<b>61,1</b>		<b>34,4</b>		<b>4,5</b>	<b>100,0</b>

Fuente: Elaboración propia.

venta, en propiedad o en abanderamiento, los transferirán a la nueva CAMPSA que, por acuerdo con el resto de concesionarios o titulares de estaciones, establecerá una red exclusiva de venta.

En materia de precios, el Protocolo indica que los que pagará en el futuro la nueva CAMPSA a las refinerías se basarán en criterios de costes optimizados de refino, con el reconocimiento de márgenes justos y claramente determinados. Con las adaptaciones pertinentes, igual criterio se seguirá en la determinación de las tarifas de distribución.

Los precios de venta a los consumidores finales procurarán recoger todos estos componentes para que el sistema resultante esté orientado hacia niveles reales.

El último punto del Protocolo anuncia la creación de una filial de la nueva CAMPSA dedicada a la exploración de hidrocarburos, para lo que se dotarán unas

cantidades que alcancen hasta el 15 por 100 del beneficio neto disponible.

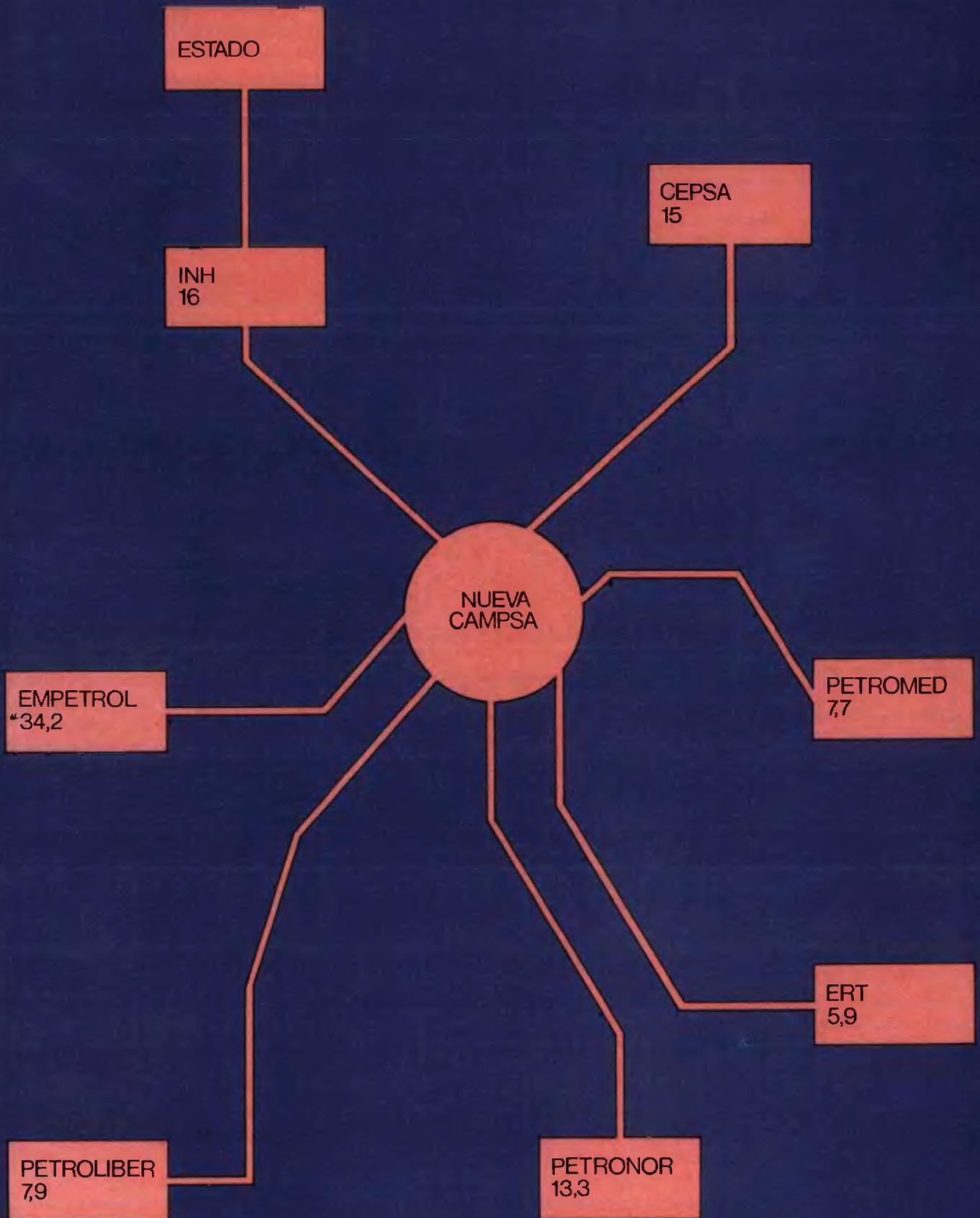
En el gráfico 6, se reflejan las participaciones directas que sobre la nueva CAMPSA detentarían el INH y las compañías refinadoras. Es obvio que estas participaciones convierten a la futura CAMPSA en una empresa con mayoría de capital público, y es de suponer que con tal criterio sea gestionada, por lo que la desmonopolización comercial puede interpretarse como la sustitución de un monopolio de derecho por una práctica diferente, pero también colusoria de la competencia perfecta. De entenderse así la situación, al final del período de adhesión a la CEE es posible que el Mercado Común exija la introducción de algunas modificaciones que faciliten el arribo de las compañías distribuidoras europeas a las que tampoco, bien es verdad, la redacción actual del Protocolo impide que actúen directamente en España, aunque, eso sí, dificulte su acceso a la red de distribución primaria.

No obstante, la ubicación geográfica de algunos grandes centros de consumo, como Barcelona y Bilbao, hace posible, una vez desarmado el monopolio comercial, su abastecimiento desde las refinerías europeas próximas que, aún no utilizando la red primaria, podrían situar vía marítima los productos en estos puntos, actuando así al margen del Protocolo, aunque se vieran obligadas a crear su propia minired en la zona.

Continuando con el tema de las participaciones, que fueron fijadas en función de las entregas de cada refinería al mercado monopolizado, en el cuadro n.º 14 se ofrece un cálculo de los diferentes intereses directos e indirectos que estarán presentes en la futura sociedad distribuidora.

El capital público nacional, sobre las bases expuestas, alcanzará en la nueva CAMPSA el 61,1 por 100, el privado nacional el 34,4 y la participación extranjera, indirecta a través de PETRONOR, el 4,5 por 100 res-

**GRAFICO 6**  
**PARTICIPACION EN EL CAPITAL SOCIAL**  
**DE LA NUEVA CAMPSA DE LAS EMPRESAS PETROLIFERAS**  
**DESPUES DE LA APLICACION DEL PROTOCOLO (En %)**



tante. Este cuadro se ha calculado distribuyendo el porcentaje de participación directa de cada refinería en función de la naturaleza de su propio capital social, y parece más exacto que la mera agrupación en bloques de la participación de las refinerías privadas frente a las públicas.

La participación directa en el capital de la nueva sociedad determinará en su momento la cantidad que deberá aportar cada socio a la futura distribuidora, en base a la valoración de activos que se realice por parte del Estado, que parece que va a actuar en el doble papel de «perito tasador único» y de receptor de lo tasado. Las cifras de valoración, en torno a los 101.000 millones de pesetas de 1984, van a obligar a los socios a importantes desembolsos, que pueden tensionar su financiación e incluso la de parte del sistema crediticio. Por estas razones, la operación, ante el riesgo económico que conlleva, es sumamente seria para el subsector del refino, para la distribución y para la política petrolífera futura.

Junto a los riesgos cuantificables y al hecho, ya comentado, de que la CEE puede considerar insuficiente la desmonopolización (29), hay que añadir el controvertido tema de la comercialización bajo marca única, práctica que, de llevarse a la realidad, supondría una considerable pérdida de personalidad para los actuales fabricantes, algunos de los cuales han invertido muy notables recursos en la consolidación de una imagen y marca propias. Pero lo que sería más grave es que con ello se privaría al consumidor final de una facultad característica del sistema económico occidental como es la libertad de elegir.

La importancia de estas cuestiones plantea un reto a la política petrolífera, que está obligada a actuar con rapidez en un tema que, en función del tratamiento que ahora reciba, puede facilitar, condicionar o dificultar extraordinariamente la actividad económica del sector en el futuro.

## VI. CONCLUSIONES

A modo de resumen, se exponen a continuación algunas conclusiones, la mayoría de las cuales han sido recogidas con detalle en los epígrafes precedentes:

- España es un país que presenta alta dependencia del petróleo como fuente energética básica, al tiempo que padece de rigideces importantes en sus estructuras de consumo de productos derivados.
- El sistema de determinación de precios al consumidor de productos finales, es de características no-reales. En este sistema, el consumo ha resultado permanentemente encarecido ante el incremento del costo de los crudos en origen hasta 1983. El deterioro de la peseta frente al dólar y la fiscalidad continúan hoy presionando al alza los precios de los derivados. La existencia de todo un entramado de subvenciones dificulta aún más este panorama al generar encarecimientos de unos productos frente a otros.
- Las deficiencias en las estructuras de consumo de productos derivados y el sistema de precios no-reales son, junto a otras razones, causa de que la cantidad de petróleo necesaria por unidad de PIB, sea más alta en España que en la media de los países de Europa Occidental.

• Hasta 1975 no se dispuso, formalmente, de una política energética en cuyo seno las actuaciones de política petrolífera aparecieran adecuadamente ordenadas. En aquel año, con el primer PEN, se dio un tímido paso, que resultó ser sólo formal y sin consecuencias prácticas, en la ordenación de las actividades petrolíferas. La política petrolífera no ha contado con un plan riguroso hasta el PEN 83, estando anteriormente dispersa y desordenada. Actualmente las decisiones en materia de petróleos se articulan en torno al Ministerio de Industria y Energía y al INH, en los aspectos generales, siendo los aspectos fiscales responsabilidad del Ministerio de Economía y Hacienda.

• El conjunto de decisiones emanadas desde los poderes públicos, a partir de 1981, sobre actividades petrolíferas, son cualitativamente las más importantes desde el establecimiento del Monopolio en 1927. Las medidas más notables de la política petrolífera actual giran en torno al nacimiento del INH, a la puesta en práctica del contenido del PEN 83 y al desarrollo del «Protocolo» previsto para el bienio 1984-1985.

• El PEN 83, de corte intervencionista, y el «Protocolo», que refuerza la participación del Estado en las actividades de distribución, consolidan definitivamente un subsector petróleo con mayoría de intereses públicos.

• En el marco del PEN vigente aparecen insuficientemente tratados los estímulos a la prospección de hidrocarburos, a la vez que se continúan propiciando actividades de investigación en el exterior, de tan bajo rendimiento para la economía nacional, probablemente como com-

plemento de la permanencia en el Plan del crudo de cuota, cuya finalidad, como estímulo a las exportaciones, resulta más que dudosa y, por tanto, puede considerarse objetable lo ventajoso de su persistencia.

- El sector de la energía, y concretamente el subsector petróleo, ha conocido notorios ajustes en los últimos años. Algunos importantes, si bien ya iniciados, están aún por concluir. Otros están pendientes, y de su pronta ejecución dependerá el grado de eficacia que se obtenga en la consecución de los objetivos más globales de la política económica. El grado de dependencia del petróleo que presentan los más variados sectores económicos es cualitativa y cuantitativamente notable, por lo que contar con unas actividades eficientemente ordenadas resulta estratégicamente prioritario.

- Entre los ajustes ya iniciados está, genéricamente, la consecución de una infraestructura de política petrolífera que posibilite la actuación coordinada en este terreno. Más concretamente, está en fase avanzada la adecuación cualitativa entre producción y demanda de refinados, a un nivel de consumo sostenido en comparación con la evolución fuertemente alcista de períodos anteriores. Los atisbos en la racionalización del consumo han venido apoyados por los ahorros derivados de una utilización más eficiente, que ha exigido modificaciones de importancia en determinados procesos industriales.

- Entre los ajustes pendientes, destacan, por su trascendencia, el diseño de un sistema de precios reales o cuasi-reales con criterios fiscales que enraezcan menos la determinación

del coste de los productos, y la puesta en marcha de un modelo de distribución que, completando la integración vertical de las actividades petrolíferas y superando la fragmentación actual, sea homologable a nivel internacional. También está pendiente el ya comentado ajuste cuantitativo de las instalaciones de tratamiento de crudo.

- Es notorio que el refino presenta hoy claros síntomas de sobrecapacidad. No obstante, un 15 por 100 de sobreutilización, pretendido desde el Plan, resulta cuestionable ante la posible aparición de incidencias no previstas o ante una evolución del consumo a niveles superiores a los contemplados en el PEN 83. Asimismo, cualquier giro en el mercado exterior de productos, que hiciera atractivas las maquilas o las exportaciones, no podría ser atendido tras un desmantelamiento de capacidad. Con independencia de la probabilidad de estos eventos, parece más prudente tolerar una sobredimensión del 20-25 por 100, antes que desmontar capacidad hasta una sobredimensión máxima del 15 por 100.

- El desajuste entre la producción y el consumo de derivados del petróleo, por lo que a calidades se refiere, está en avanzada fase de resolución. El exceso de productos pesados, como fueles, y el déficit de ligeros, como gasolinas, ha sido paliado por las refinerías con inversiones en unidades adecuadas.

- La existencia de un monopolio comercial, superpuesto al monopolio fiscal, contradice la legislación y la práctica de la CEE. Para desarmar el primero, se firmó en 1983 el llamado «Protocolo», que se perfeccionará entre 1984 y 1985. El espíritu de

este documento, inspirador de una nueva CAMPSA, puede chocar con los intereses comunitarios y convertirse en un obstáculo más en el proceso negociador, por lo que no debe descartarse la necesidad de su profunda modificación en alguna de las fases de integración. Mientras, de llevarse a efecto la política de marca única, el consumidor español perderá, en lo que a la mayoría de productos petrolíferos se refiere y, entre otras cosas, la posibilidad de elegir, lo que resulta preocupante en un sistema de mercado.

## NOTAS

(1) Para profundizar en la tributación de las entidades de investigación y explotación de hidrocarburos, puede consultarse, entre otros, el trabajo de Domingo CARBAJO, publicado con este mismo título en *Hacienda Pública Española* y posteriormente presentado en el Seminario de Política Energética del Departamento de Política Económica de la Universidad Complutense.

(2) Esta conclusión se deriva del Informe PETROCONSULTANS, «Comparación del esfuerzo de exploración en España y en otros cuatro países europeos», solicitado por el Instituto Nacional de Hidrocarburos y difundido en abril de 1984.

(3) Hispánica de Petróleos, S. A., constituida en 1965, con un capital social actual de 1.200 millones de pesetas y participada por el INH al 100 por 100.

(4) El *Boletín ENERMED*, junio 1984, recoge las cifras de 30.804 Km<sup>2</sup> de permisos y concesiones, con unas reservas a comienzos de 1983 de 43,2 millones de Tm.

(5) Plan Energético Nacional 1983. Ministerio de Industria y Energía 1984. Epígrafe 3.3.2. Exploración-producción de hidrocarburos.

(6) PEN 83. Epígrafe 1.3. Objetivos fundamentales.

(7) FONTELA, E., «El precio del petróleo: perspectivas a medio plazo», *PAPELES DE ECONOMÍA ESPAÑOLA*, n.º 14, 1983.

(8) Como mercado, con menos precios y más consumo, y como cartel, con oferta controlada y mayor precio.

(9) STOFFAES, C., «Le prix du pétrole et l'inflation», *Total information*, n.º 95, 1983.

(10) PEN 83. Epígrafe 1.5.1. Vulnerabilidad del abastecimiento energético. También en epígrafe 4.2. Estructura y evolución de los precios de los productos derivados del petróleo.

(11) Esta decisión administrativa fue redefinida por acuerdo entre los Ministerios

de Comercio e Industria en 1969 y desde entonces incluida en los Planes Nacionales de Combustible primero, y en los Planes Energéticos después. En noviembre de 1984, por acuerdo entre los Ministerios de Industria y Energía y Economía, la cuota disminuirá en un 25 por 100.

(12) MARTOS MARTINEZ, R., «Las compras españolas de petróleo y los crudos cotas», *Actualidad Económica*, n.º 1.380, noviembre 1984.

(13) PEN 83. Epígrafe 1.5.1. Vulnerabilidad del abastecimiento energético.

(14) Aunque este trabajo está centrado en la actualidad, para interpretar la política petrolífera más reciente es imprescindible repasar brevemente la historia del refino en España, lo que obliga a recordar las actuaciones fundamentales cuyas consecuencias condicionan la actividad refinadora del momento. Para ampliar lo aquí indicado puede consultarse, entre otros, MARIN QUEMADA, J. M., *Política Petrolífera Española*, Fondo para la Investigación Económica y Social de la CECA, Madrid, 1978, y del mismo autor, «Política Petrolífera de la Dictadura», *Cuadernos Económicos ICE*, n.º 10, 1979, así como, «Política de Energía», en *Política Económica de España*, cap. 19, Alianza Editorial, Madrid, 1980.

(15) Primera refinería de CEPESA. Compañía de capital privado.

(16) REPESA: 52 por 100 INI, 24 por 100 CEPESA, 24 por 100 CALTEX, en el origen. Hoy EMPETROL.

(17) PETROLIBER: 52 por 100 Dirección General del Patrimonio, 4 por 100 COMPAÑIA IBERICA, 28 por 100 MARATHON, otros privados 16 por 100, en el origen.

(18) ENCASO. Inicialmente para pizarras y lignitos y convertida en refinería de petróleos en 1966. Hoy EMPETROL.

(19) Segunda refinería de CEPESA, capital privado 100 por 100.

(20) RIOGULF: 60 por 100 privado español, 40 por 100 GULF OIL CO. Actual ERT.

(21) ESSO PETROLEOS ESPAÑOLES, Sociedad Anónima: 50 por 100 privado español y 50 por 100 ESSO. Hoy PETROMED, 100 por 100 privado.

(22) ASESAs, Asfaltos Españoles, S. A.: 50 por 100 CEPESA y 50 por 100 CAMPSA.

(23) PETRONOR: CAMPSA, privado español, y GULF OIL en su inicio.

(24) ENTASA: 60 por 100 INI y 40 por 100 ERT, más una serie de bancos españoles. Hoy EMPETROL.

(25) PEN 83. Epígrafe 3.3.5.2. Capacidad de conversión y estructura de la demanda.

(26) PEN 83. Epígrafe 3.3.5.1. Capacidad de destilación.

(27) El precio ex-refinería es al que retira CAMPSA en el territorio monopolizado los productos a las compañías refinadoras. Es fijado periódicamente por una fórmula que incluye, entre otros varios aspectos, la retribución al inmovilizado material necesario para mantener un nivel de producción tipo. La composición y, sobre todo, la aplicación de la fórmula es un tema que origina controversias permanentes entre las refinerías y la Administración.

(28) El tema de la sobrecapacidad resultó ser materia extremadamente controvertida en alguna de las fases del PEN 83. Concretamente, pueden consultarse las sesiones celebradas en la Comisión de Industria del Congreso. Ver Diario de Sesiones. Comisión de Industria, Obras Públicas y Servicios. Año 1984, II Legislatura, números 178 a 180, en donde se recogen las comparecencias de una larga lista de expertos.

(29) La idea de buscar analogías con el caso francés debe ser debidamente ponderada ante el hecho de que España no fue firmante del Tratado de Roma en 1957, sino un país que pretende integrarse, más por voluntad propia que por voluntad comunitaria, en el seno de la CEE.