



# Jornadas de Política Energética

16 y 17 de marzo de 1984

LAS PALMAS

SECRETARIA REGIONAL DE POLITICA  
ECONOMICA DEL PSC - PSOE

pag 53 cuadro fuj 120  
255  
705-706 - en Ensayos



# Jornadas de Política Energética

16 y 17 de marzo de 1984

**LAS PALMAS**

SECRETARIA REGIONAL DE POLITICA  
ECONOMICA DEL PSC - PSOE

*P.R. Canarias*

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA
LAS PALMAS DE G. CANARIA
N.º Documento <u>247945</u>
N.º Copia <u>663621</u>

pag 53      cuadro fuj 120  
255  
715-206 - en energía solar



# Jornadas de Política Energética

16 y 17 de marzo de 1984

LAS PALMAS

SECRETARIA REGIONAL DE POLITICA  
ECONOMICA DEL PSC - PSOE

*P.R. Canaries*

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA
LAS PALMAS DE G. CANARIA
N.º Documento <u>247945</u>
N.º Copia <u>663621</u>

El Partido Socialista Canario - PSOE, organizó los días 16 y 17 de Marzo de 1984, unas Jornadas de Política Energética, cuyas ponencias se publican en este libro.

Las Jornadas fueron abiertas, y por tanto las opiniones de los ponentes no tienen por qué constituir opinión de los socialistas canarios. El nivel de las intervenciones y la amplitud de las materias expuestas, hacen de estas Jornadas una aportación importante para establecer mejor una política energética para Canarias.

Nuestro agradecimiento a las empresas canarias que han contribuído a la publicación de las ponencias presentadas.

Esperamos seguir en la labor de ir ganando encuentros que permitan un mejor conocimiento de la realidad económica canaria y una mejor definición de nuestra política económica.

**Alberto de Armas**  
Secretario General

**Angel Luis Sánchez Bolaños**  
Técnico en Política Económica

# **JORNADAS DE POLITICA ENERGETICA**

Política Energética Canaria

por

Nicolás Álvarez García  
Consejero de Industria, Agua y Energía  
GOBIERNO DE CANARIAS

Las Palmas, Marzo 1984

# LA POLITICA ENERGETICA CANARIA

## Un análisis de la situación

La disponibilidad de energía a bajo precio, en particular en forma de petróleo, constituyó un elemento decisivo en el desarrollo espectacular de las economías occidentales a lo largo de la década de los sesenta y primeros años de los setenta. Durante este periodo, los precios internacionales del petróleo permanecieron estables en términos nominales, lo cual, dada el alza de los otros precios, supuso un descenso en términos reales. Este proceso tuvo, entre otras consecuencias, la de favorecer un crecimiento económico intensivo en capital y, por consiguiente, en energía, de tal manera, que la demanda de esta última creció en casi todos los países industrializados a ritmo más elevado que la del Producto Interior Bruto. A su vez, y como consecuencia de la evolución de los precios relativos en el sector energético, la demanda de petróleo en los países occidentales creció aún más deprisa que la energía primaria, hasta representar, para el conjunto de los países de la O.C.D.E., alrededor del 53% del total de la demanda de energía primaria en 1973, frente al 39% en 1960.

La situación y las perspectivas energéticas sufrieron un cambio profundo a finales de 1973, cuando los países expropiadores de petróleo, multiplicaron por cuatro el precio de este último en el curso de unos pocos meses, llegándose incluso a aplicar embargos parciales que, de

prolongarse, habrían tenido incalculables consecuencias para las economías occidentales. El alza de los precios del petróleo, que arrastró el de las demás fuentes de energía, puso rápidamente de manifiesto la fragilidad de los esquemas de suministro y la necesidad de abordar la estrategia energética con un planteamiento global, nuevo y distinto del considerado hasta entonces por todos los países occidentales.

La evolución de la situación de estos países no ha sido homogénea. Por una parte, un grupo reducido de los mismos ha conseguido contrarestar el incremento del valor de las importaciones, debido a la subida de los precios de los productos energéticos importados, mediante tasas positivas de crecimiento en sus exportaciones. El resto de los países, sin embargo, no han podido conseguir tal meta, y se han visto obligados a adoptar medidas de austeridad en sus consumos energéticos, intentando así reducir la demanda interna de energía y, consecuentemente, el valor de sus importaciones.

Las sucesivas crisis petrolíferas no han hecho más que confirmar la amenaza que los costes energéticos puede representar para la economía. Pero dichas crisis, también hicieron tomar conciencia al mundo de la necesidad del ajuste estructural en la economía energética. El cambio estructural es necesario para quitar a la energía el carácter de ser uno de los principales obstáculos existentes, para mantener un crecimiento económico adecuado.

Precisamente, los objetivos principales de este cambio estructural, consisten en la utilización más eficiente de la energía y en la disminución de la dependencia con objeto de reducir el riesgo de carencia de seguridad de los suministros.

Existen signos de que dicho cambio estructural ya se ha iniciado en los escenarios energéticos de los países industrializados; sin embargo, Canarias lleva un retraso en la

ejecución de dicho cambio estructural, justificado quizás, por su pequeño marco geográfico o por su propia estructura que la hace difícilmente atacable.

Así, si se observan algunos indicadores relacionados con el mencionado cambio estructural, se pueden comprobar por las siguientes tendencias:

### Variación en % de 1973 a 1980

	<u>O.C.D.E.</u>	<u>Canarias</u>
PIB real .....	+ 19%	+ 16%
Requerimiento energía total (EPT).....	+ 4%	+ 27%
Energía consumida para producir una unidad PIB (EPT/PIB).....	- 13%	+ 9,7%

Al retraso en el cambio estructural mencionado, hay que añadir una serie de problemas que son característicos del consumo energético en el Archipiélago, pudiéndose destacar los siguientes:

- Estructura consumidora de energía, dependiente en su totalidad del petróleo.
- Inexistencia de otras fuentes de energía de las denominadas clásicas (carbón, gas, hidroelectricidad, etc.).
- Estructura de la demanda de energía muy singular, donde el consumo energético en transporte representa más del 50 por 100.

- Ser punto de avituallamiento energético de buques y aeronaves en sus travesías y vuelos transoceánicos, lo que origina una gran distorsión en la estructura de los consumos energéticos.

Como consecuencia de la situación expuesta, se deduce la necesidad de establecer una política energética que vaya acorde con la política económica general, si es que queremos alcanzar situaciones económicas coherentes a corto y medio plazo.

Dicha política energética se va a definir por parte del Gobierno Autónomo de Canarias, a través de la Consejería de Industria, Agua y Energía, mediante la redacción de un Plan Energético para Canarias (PECAN), el cual está siendo confeccionado por un grupo de trabajo en el que están representados todos los organismos con responsabilidad en los temas energéticos.

El índice de dicho trabajo, lo tengo a disposición de todos Vds., si bien no voy a hacer referencia al mismo y sí me referiré a los principios que están sirviendo de base para la Política Energética Canaria, así como a los objetivos básicos a conseguir y que se exponen en el Plan citado.

### **Principios de la política energética canaria**

Los principios que sirven de base en la redacción del PECAN, como es lógico pensar, son los mismos que los del Plan Energético Nacional (PEN), pues es objetivo de este Gobierno que el PECAN se enmarque dentro del PEN.

Estos objetivos globales son:

Moderar el consumo energético adaptándolo a los recursos existentes en España, potenciando la oferta energética suficiente y adecuada que permita crecimientos del PIB previstos en la política económica.

Además de estos objetivos globales, el PECAN contempla como básicas las directrices siguientes:

- Establecimiento de una política de precios de las diversas formas de energía, que reflejen los costes de producción e impida un abaratamiento de la energía en términos reales.
- Fomento del ahorro y del uso racional de la energía, a través de medidas que penalicen el uso ineficaz de recursos energéticos y orienten la demanda energética hacia aquellas utilizaciones más racionales y acordes con la dotación de recursos del país.
- Abastecimiento de recursos energéticos que posibilite el desarrollo económico de la sociedad.
- Programación de la política de suministros energéticos y de constitución de stocks, de manera que se reduzca, en la medida de lo posible, el grado de dependencia y el riesgo en el abastecimiento nacional.
- Coordinación de la programación y del abastecimiento energético con las necesidades de la Defensa Nacional.
- Consideración en el marco de las inversiones necesarias para asegurar el mantenimiento de la oferta energética, de los costes implícitos de una política de lucha contra la contaminación y de preservación del medio ambiente.
- Impulso a la investigación fundamental y aplicada en materia energética, y, en general, al desarrollo tecnológico, así como impulso a las energías nuevas o no convencionales.
- Ajuste periódico de los programas energéticos globales a las necesidades que vayan apareciendo.
- Coordinación y máxima transparencia de funcionamiento del sector de la energía en general, pero especialmente en la parte pública del mismo.
- Dado que el consumidor tiene una sola posibilidad de suministro, garantizar la defensa de los derechos del mismo, frente a este único suministro, sea estatal o privado.

Teniendo en cuenta que la Política Energética en Canarias, ha de ser coherente con la Política Económica del Gobierno de Canarias, las directrices expuestas anteriormente se priorizan y se engloban en los tres siguientes pilares, objetivos del PECAN:

- En primer lugar otorgando alta prioridad a favorecer el conocimiento y desarrollo de los recursos autóctonos, base energías renovables, con objeto de reducir en la medida de lo posible la dependencia exterior.

Con este objetivo se puede conseguir cualquier otro de carácter general, tales como el favorecer el desarrollo simultáneo de la economía y de la ocupación en Canarias, así como colaborar en la lucha contra la contaminación y permitir la conservación del medio ambiente.

- En segundo lugar se propone el objetivo de permitir que los precios de la energía alcancen niveles que fomenten la conservación de la energía, y el desarrollo de fuentes de energía alternativas.

Con este objetivo se puede conseguir de inmediato el uso racional de la energía, lo que trae consigo la consecución de objetivos de política económica.

- En tercer lugar se pretende establecer el marco legal suficiente, que haga mejorar en rapidez y coherencia los procedimientos públicos tendentes a garantizar un precio justo y adecuado, a los órganos encargados de la producción, transporte y distribución de la energía en Canarias.

Con ello, se pretende asegurar la satisfacción de la demanda energética futura, minimizando por una parte los costes a largo plazo, pero por otra, garantizando una adecuada retribución a los órganos encargados de participar en la producción y distribución de la energía.

Igualmente se pretende establecer una constante y cuidadosa atención a la problemática relacionada con el medio ambiente y la seguridad, que pueda presentarse con la producción, transporte y distribución de la energía, estableciendo a priori los resortes legales adecuados que resuelvan con rapidez los conflictos que puedan originarse entre dicha problemática y las necesidades energéticas.



# **JORNADAS DE POLITICA ENERGETICA**

## **PERSPECTIVA DE CONSUMO DE ENERGIA EN CANARIAS HASTA EL AÑO 2000**

MANUEL RIOS NAVARRO,  
Doctor Ingeniero Industrial

Las Palmas, Marzo 1984

# PERSPECTIVA DE CONSUMO DE ENERGIA EN CANARIAS AL AÑO 2000

## 1.- INTRODUCCION

Antes de entrar en la exposición del título que nos ocupa es conveniente destacar que existen una serie de variables ligadas al consumo de energía, las cuales influyen en mayor o menor grado en la demanda energética de la sociedad. Expondré algunas que considero más importantes, pero que en medida alguna son excluyentes.

### a) El crecimiento económico.

La historia económica de los últimos decenios tiende a corroborar la tesis de que crecimiento económico y crecimiento energético están indisolublemente unidos.

Hasta hace poco parecía que la única regla de conducta era el «crecimiento por el crecimiento» y todo sistema de crecimiento se apoyaba, esencialmente, en un doble postulado.

- El progreso es función del progreso económico.
- El progreso económico es función de la tasa de crecimiento del PIB (que a su vez está condicionada por la tasa de crecimiento del consumo

energético).

Desde hace algunos años, cualquiera que sea la precisión de los instrumentos utilizados para dar cuenta, tanto a nivel global como a nivel sectorial, de las interdependencias entre crecimiento económico y crecimiento energético, la perspectiva tiende a mostrar una desviación y empiezan a cuestionarse, tanto a nivel analítico como metodológico, dichas interdependencias, sobre todo cuando se utiliza una visión provisional a largo plazo.

Además, conviene destacar dos conceptos, que se han considerado importantes:

- a-1) La elasticidad Consumo de Energía/PIB, es muy variable en el tiempo y en el tipo de sociedad en que nos encontramos, ya que por ejemplo, antes de la crisis de 1973, el crecimiento del consumo energético era mayor que el crecimiento del PIB (elasticidad  $> 1$ ), sin embargo, este coeficiente, después de la crisis, ha tendido a igualarse a la unidad e incluso a reducirse. Por otra parte, los incrementos de consumos de energía por incrementos de PIB, son mayores en países en vías de desarrollo que en países desarrollados: es decir, para una misma época, los coeficientes mencionados son menores en los países desarrollados, que en los que inician su desarrollo.
- a-2) El contenido energético del PIB es igualmente muy variable, dependiendo del tipo de estructura económica del país que se contemple o del momento que se considere.

Así, antes de la crisis de 1973, el contenido energético de los países era más elevado que

el actual (y con tendencia al alza). Sin embargo, posteriormente, debido a las políticas de ahorro y conservación y de precios de la energía, dicho contenido ha disminuido.

b) Los precios de la energía.

El precio es uno de los determinantes principales de la demanda de energía.

La tendencia a la baja del precio de la energía, con relación al de la mano de obra o de los equipos, hasta los primeros años de la década de los 70, ha favorecido la sustitución por energía de los factores de producción.

Se ha favorecido la inversión en máquinas, grandes consumidoras y despilfarradoras de energía, en detrimento de otras que la economizan o de inversiones en instalaciones de aislamiento y/o de recuperación y reciclado del calor.

Se ha llegado a proceder a una sustitución, dentro del factor «capital» entre capital «consumidor de energía» y capital «economizador de energía».

El encarecimiento de los precios de la energía a partir de 1973 ya está produciendo en muchos países una modificación de las técnicas de producción utilizadas con el fin de economizar energía cuando ello es rentable. En cualquier caso, no debe considerarse desde un punto de vista unidimensional el problema de las sustituciones, imputando únicamente a la modificación de los precios de la energía las sustituciones de capital técnico realizadas.

c) La población.

Es obvio que existe una correlación entre la población total y el consumo energético, ya que las personas son, en último término, los verdaderos y únicos demandantes de energía, bien en forma

directa, iluminación, transporte, calefacción, etc. o bien en forma indirecta al demandar bienes y servicios o en sus ratos de ocio, ya que todas estas actividades necesitan de la energía para poder llegar a realizarse.

En este aspecto, suele utilizarse el coeficiente consumo energético per cápita, observándose que a mayores grados de desarrollo corresponden mayores rentas per cápita.

Por otra parte, hay que indicar, que a iguales crecimientos del PIB/cápita, el consumo energético per cápita es mayor en países menos desarrollados que en los más desarrollados.

d) La evolución tecnológica.

Para una cierta utilización y un mismo agente energético, el rendimiento de utilización de la energía puede variar muy sensiblemente, dado que depende de elecciones tecnológicas o, si se consideran a largo plazo, de la evolución tecnológica.

Como se indicaba anteriormente, en los años 1950–1970 la reducción de los precios de la energía (particularmente del petróleo) ha hecho que se tendiera a procesos industriales en los que la energía se valoraba poco respecto a los demás factores de producción.

Al producirse la crisis del 73, se inicia una revisión de la tecnología empleada en los procesos industriales que debe conducir a sustituciones entre formas de energía y procesos que permitan disminuir los coeficientes energéticos totales, es decir, la cantidad de energía incorporada a cada producto.

Igualmente, se prevé una mejora en los rendimientos de cada cadena energética; es decir, la cantidad de energía verdaderamente útil obtenida a partir de recursos naturales.

e) El marco sociopolítico.

Se entiende como tal al conjunto de relaciones sociales y políticas que pueden influir en la determinación de la demanda de energía. A pesar de las dificultades que entraña, es necesario hacer participar en los modelos, de algún modo, este heterogéneo y complejo entramado, si se quiere analizar con realismo la formación de la demanda de energía.

La cuantificación de las variables que constituyen el marco, plantea problemas muy difíciles que los modelos econométricos han intentado resolver por medio de coeficientes, más propios para comparación de estructuras entre países que para describir el funcionamiento real del sistema de influencias.

Los agentes causales más importantes que se consideran, aparte de los indicados anteriormente (demografía, crecimiento económico, tecnología) son:

- El marco internacional de singular trascendencia como se ha comprobado en la crisis petrolífera.
- El marco nacional, en el que tienen gran importancia tanto las políticas gubernamentales de orden general como las específicas en materia energética.
- Se puede considerar también un marco de comportamiento individual, es decir, la toma de conciencia de los individuos acerca de los problemas energéticos.

f) El medio ambiente.

El desarrollo económico, como se ha dicho anteriormente está basado en el desarrollo industrial. Uno de los efectos de éste es degradar el ambiente, crear grandes concentraciones industriales, aglomerando el transporte, produciendo gran cantidad de dese-

chos y polucionando el ambiente, lo cual induce a demandas crecientes de energía.

La preservación de la calidad del ambiente es un beneficio social que implica un coste. La limitación o disminución de la contaminación se puede conseguir en gran parte con procesos tecnológicos anti-contaminantes y usando energías más limpias.

Por tanto, la preservación del medio ambiente, es un aspecto que hay que tener en cuenta en la previsión de la demanda energética, ya que incide en ella elevándola como consecuencia del incremento de los consumos específicos en casi todos los sectores.

4  
g)

La conservación de la energía.

Un objetivo importante en toda política energética es economizar energías, pudiéndose conseguir dicho objetivo a través de dos vías:

- A través de los precios ya que, al elevarlos, el consumidor final procurará reducir los consumos no indispensables. Esta vía de actuación tiene la ventaja de causar efecto de forma inmediata, pero tiene el inconveniente de poder producir un nivel de inflación y una recesión no aconsejable.
- A través de medidas de conservación y ahorro de energía, ya que se puede conseguir un uso más eficiente y racional de la misma, tanto aprovechando íntegramente las energías utilizadas (aprovechando los calores en gases de escape, de refrigeración, etc.), como utilizando tecnologías ya usadas. Esta vía tiene el inconveniente de que su puesta en práctica necesita tiempo y por lo tanto, su efecto no es inmediato.

En consecuencia, las medidas tendentes a utilizar de forma racional la energía, se han de tener presentes en las previsiones de consumo futuro.

## 2.- EL MODELO UTILIZADO

Aunque sea brevemente conviene exponer que para estimar la demanda de energía en el futuro, se utilizan modelos de proyección de demanda, es decir algoritmos que aplicados a unas relaciones explicativas formales, permiten conocer las proyecciones futuras de consumo energético tanto cualitativa como cuantitativamente.

En nuestro caso y para llegar a las previsiones que se expondrán, se ha utilizado un modelo de tipo econométrico, que analiza la evolución histórica y proyecta el parámetro denominado «consumo eficaz», el cual expresa la cantidad de energía consumida por unidad de PIB. A dicho modelo se han aplicado variables exógenas en lo que se refiere a:

- El desarrollo económico.
- Los precios de la energía.
- Previsión de la población.
- La política de conservación y ahorro.
- El marco sociopolítico.

Observamos, que la evolución futura de la demanda energética es una combinación entre un análisis econométrico de las tendencias de la demanda y de una estimación acerca del panorama económico energético.

De esta forma podemos indicar que en este modelo se han establecido:

- 2 Escenarios futuros del marco sociopolítico. El inicial y el modificado.
- 6 Situaciones diferentes del desarrollo económico crecimiento del PIB del 1,5 al 4% anual acumulado.

- 3 Previsiones de variación del precio de la energía.
- Incrementos del 0,2 y 3% anual acumulado.
- 1 Sola estimación de la población.
- 1 Sola hipótesis de convicción y ahorro.

### **3.- ESTIMACION DE LAS PREVISIONES**

De acuerdo con lo expuesto anteriormente podemos disponer de un total de 36 situaciones de futuro, por lo que hubo que fijar algunas, que entendiéndose como más lógicas, nos lleven a tener una idea de entre qué márgenes puede oscilar nuestra futura demanda energética.

Para fijar estas variables futuras nos basamos en el análisis del pasado reciente, en lo que al marco económico se refiere, y a orientaciones de Organismos Internacionales, en lo que respecta a los precios. Respecto a la población se fijó como única las últimas cifras aportadas por el INE y en lo que se refiere al marco social, se escogió la solución «Inercial».

En base a ello se establecieron los dos escenarios siguientes:

## Hipótesis de las proyecciones de demanda

<b>Escenario de demanda Alta</b>	<b>80 – 85</b>	<b>80 – 90</b>	<b>80 – 95</b>	<b>80 – 00</b>
Precio real petróleo	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Crecimiento económico	3,0%	2,5%	2,0%	1,5%
m.m. Habit. al año	1.529,0	1.639,1	1.653,1	1.667,0
<b>Escenario de demanda Baja</b>				
Precio real petróleo	0,0%	2,0%	2,0%	3,0%
Crecimiento económico	2,5%	2,0%	1,5%	1,5%
m.m. Habit. al año	1.529,0	1.639,1	1.653,1	1.667,0

Fijando estas variables exógenas, se obtienen los valores de demanda energética que se exponen en las tablas, cuadros y gráficos siguientes:

	Real Año 1.980	ESCENARIOS CUANTITATIVOS							
		Demanda Alta				Demanda Baja			
		85	90	95	00	85	90	95	00
1) <u>Demanda energética en m.TEC.</u>									
- <u>Consumo en Tierra</u>	2.060	2.455	2.715	2.848	2.829	2.396	2.378	2.420	2.462
De Sectores Productivos (1)	1.447	1.725	1.874	1.930	1.889	1.684	1.586	1.578	1.540
De Sector Doméstico (2)	613	730	841	917	940	713	791	841	922
- <u>Utilización en Energía Eléctrica</u>	716	817	914	981	992	797	793	830	866
En Sectores Productivos	534	589	624	633	606	575	520	510	488
Grado Penetración (3)	0,54	0,55	0,54	0,54	0,54	0,55	0,52	0,51	0,50
En Sector Doméstico	182	228	290	348	386	222	273	320	378
Grado Penetración (3)	0,63	0,705	0,768	0,832	0,896	0,705	0,768	0,832	0,896
2) <u>Tendencia de Crecimiento (4)</u>									
- Requerimiento Energético Total	-	3,6%	2,8%	2,2%	1,6%	3,1%	1,4%	1,1%	0,9%
- Requerimiento v/a Electricidad	-	3,6%	2,9%	2,4%	1,9%	3,1%	1,5%	1,3%	1,2%
3) <u>Ratios Energéticos</u>									
- Relación EPT/PIB (Total)	19,06	19,64	19,67	19,64	19,51	19,64	18,15	17,92	16,98
En % base 1.973	110,7	114,0	114,2	114,0	113,3	114,0	105,4	104,0	98,6
- Relación EPT/Habitante y año	1,42	1,60	1,66	1,72	1,70	1,57	1,45	1,46	1,47
En % base 1.973	107,5	120,7	125,2	129,8	128,3	118,5	109,4	110,2	110,9
- Relación EPT/kWh.	0,451	0,433	0,42	0,409	0,401	0,433	0,42	0,409	0,401
- Relación kWh/habitante y año	1.073	1.248	1.345	1.451	1.485	1.218	1.166	1.228	1.296
En % base 1.973	206	240	258	279	285	234	224	236	249

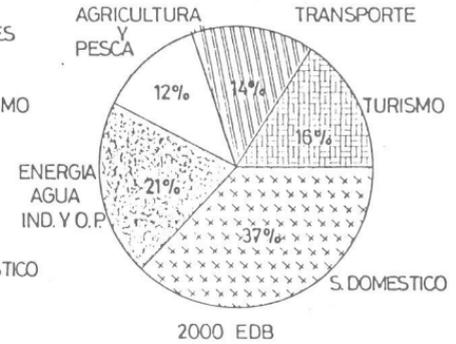
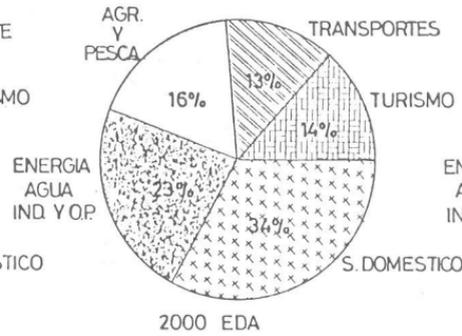
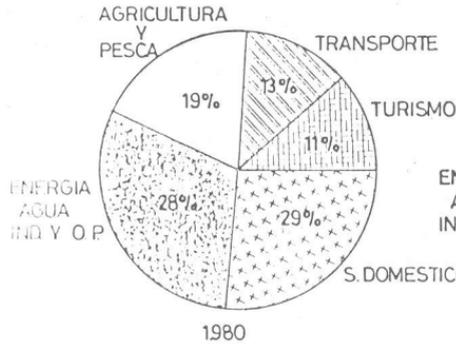
(1) No incluye el autoconsumo de CEPSA.

(2) Incluye residencial y automóvil privado.

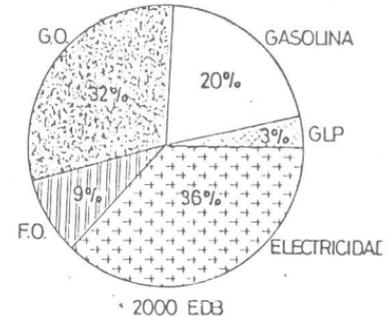
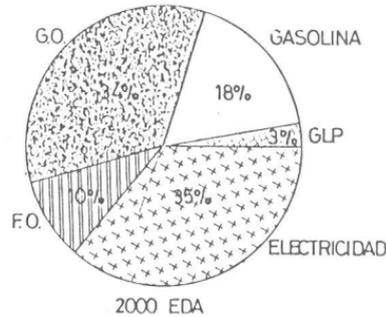
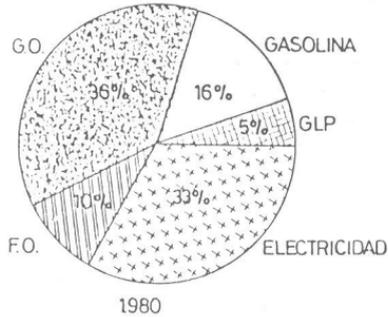
(3) Se supone descartando el transporte y la pesca.

(4) Tasa de crecimiento anual acumulado desde 1.980.

ESTRUCTURA SECTORIZADA DE LOS CONSUMOS ENERGETICOS

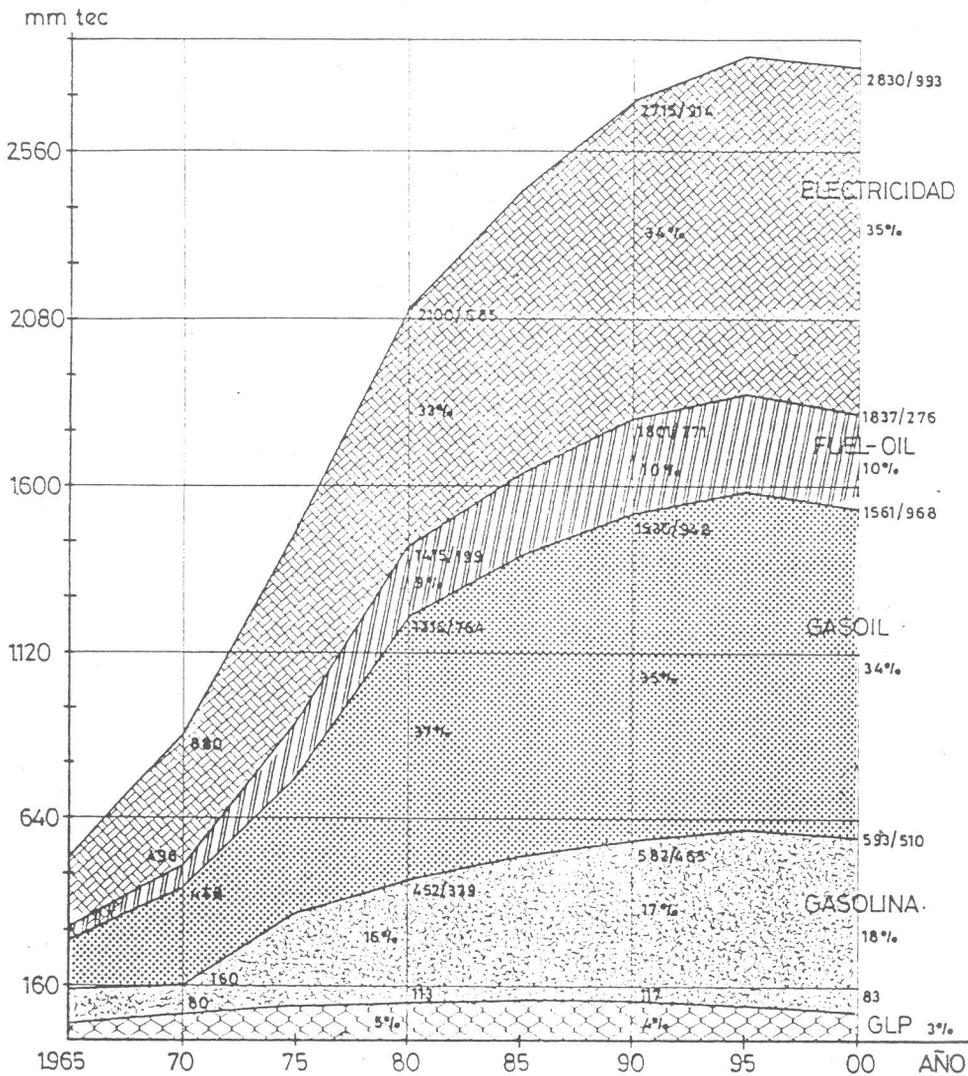


ESTRUCTURA POR PRODUCTOS DE LOS CONSUMOS ENERGETICOS



# EVOLUCION Y PREVISION DE LOS CONSUMOS ENERGETICOS

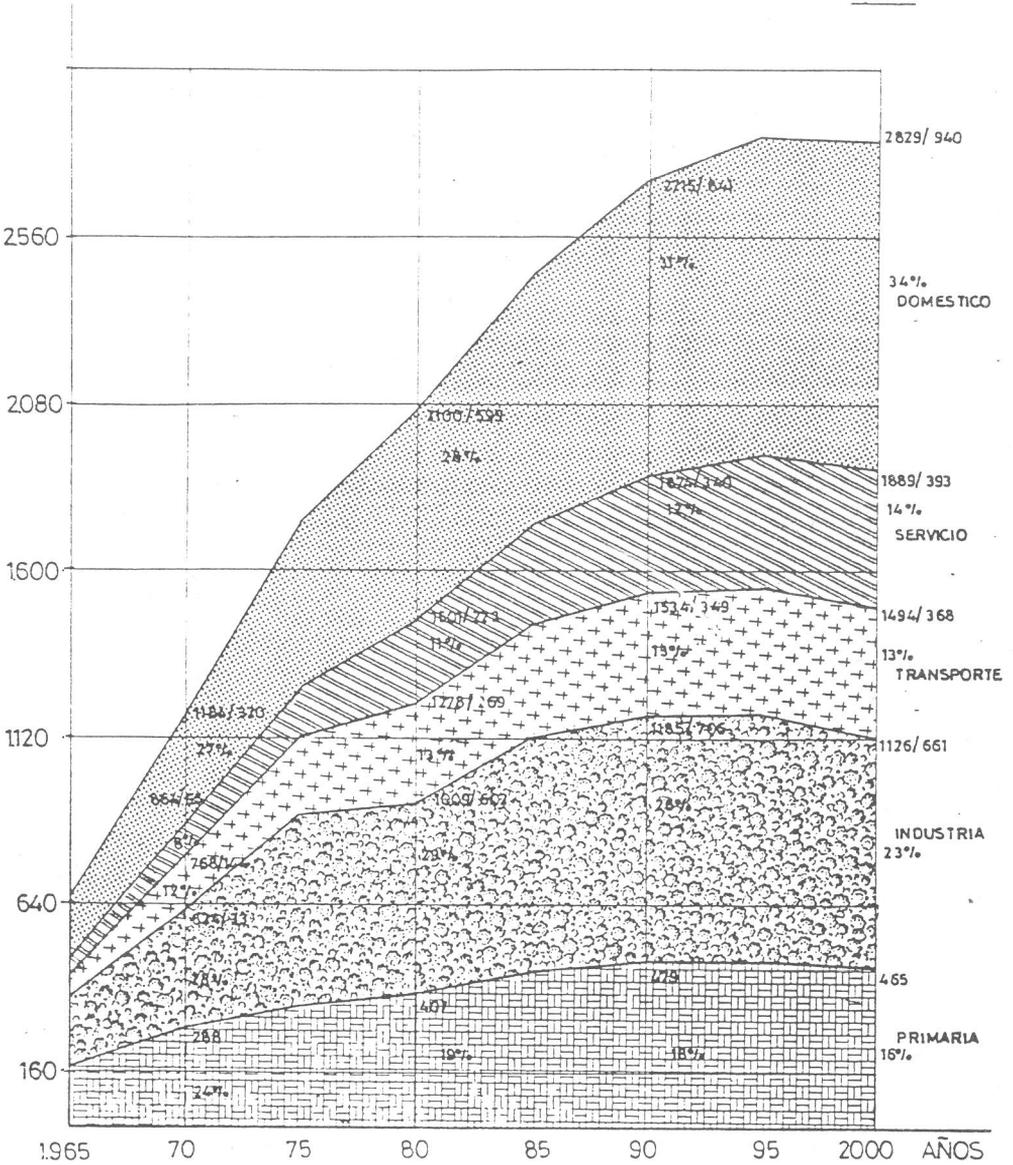
EDA



EVOLUCION Y PREVISION SECTORIZADA DE LOS CONSUMOS ENERGETICOS

m tec

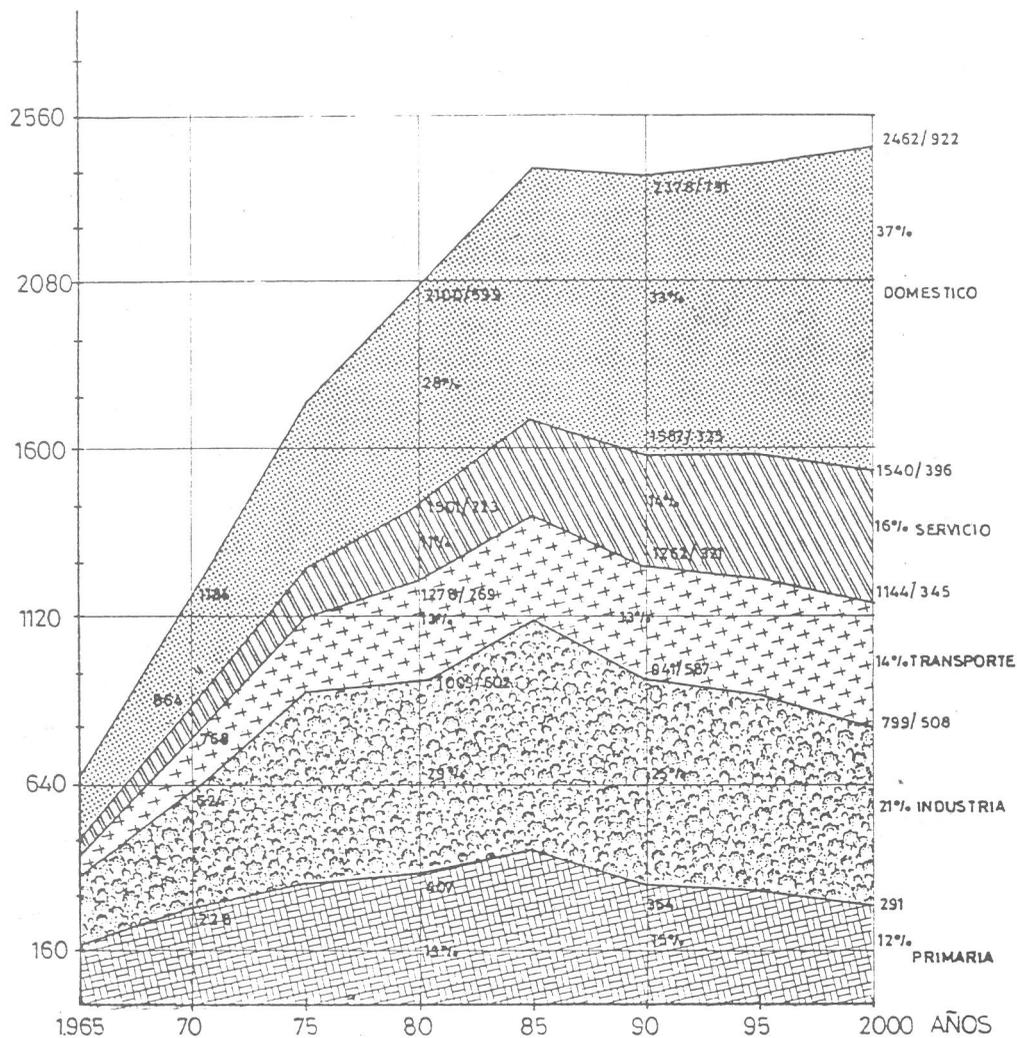
EDA



EVOLUCION Y PREVISION SECTORIZADA DE LOS CONSUMOS ENERGETICOS

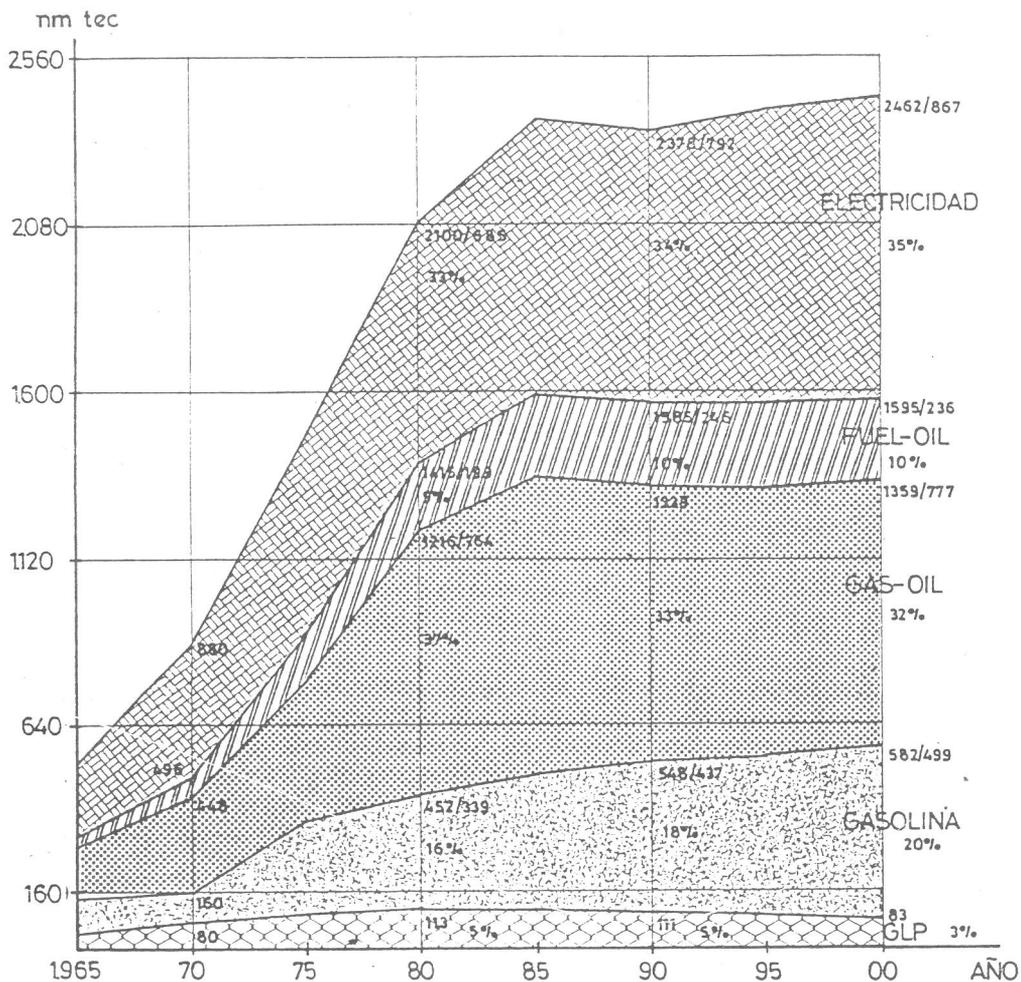
EDB

mm tec



EVOLUCION Y PREVISION CONSUMO DE ENERGIA

EDB



#### 4.- CONCLUSIONES

Analizando los cuadros y gráficos anteriores se deducen una serie de conclusiones entre las que caben destacar las siguientes:

- La evolución del consumo tiende a estabilizarse, si bien en el Escenario de Demanda Baja (EDB), dicha estabilización comienza rápidamente (año 1985), mientras que en el Escenario de Demanda Alta (EDA), comienza más tarde (año 1955).
- El estancamiento citado es absorbido prácticamente por los sectores productivos, pues el sector doméstico en ambos escenarios, mantiene su tendencia al alza.
- En lo que a la energía eléctrica se refiere, se prevé un crecimiento continuo en ambos casos (mayor en EDA que en EDB, como es lógico), pero al igual que en el caso anterior, dicho crecimiento es debido principalmente al sector doméstico.
- El grado de penetración de la energía eléctrica en los sectores productivos se mantendrá constante, mientras que en el sector doméstico crecerá continuamente. Así, con valores de penetración actuales de 0,63 en el sector doméstico, se espera llegar a 0,89.
- Respecto al crecimiento anual acumulado del consumo energético, es destacable la disminución que se produce en el tiempo en este ratio resaltándose la circunstancia de la menor disminución de dicho ratio en el consumo de electricidad, debido, lógicamente, al incremento del grado de penetración de la electricidad en el consumo energético en las Islas.
- El valor «Consumo energético por unidad en producto», tiende a estabilizarse en el caso de EDA, por lo que se mantendrá un 13 - 14%, superior al que existía en 1973. Sin embargo en el caso de EDB, tiende a

reducirse llegando incluso a preverse valores inferiores al de 1973 en el año 2000.

- Con relación al ratio «Consumo de energía per cápita», en ambos casos tienden a estabilizar sus respectivos valores después de sufrir un ascenso hasta el año 1985. Lógicamente estos valores serán siempre superiores al de 1973 (un 10% en el caso de EDB y un 30% en EDA), ya que un mayor desarrollo económico implica unos mayores valores en estos ratios.
- Respecto al valor «Energía consumida por unidad de kWh. generado» la tendencia es bastante aceptable, llegándose a valores 10% inferior a los actuales y muy inferior al del año 1973, lo que implica un gran ahorro energético, por parte de este sector.
- Con respecto al consumo de energía eléctrica por habitante y año, es de destacar el crecimiento continuo de este valor, más moderado como es lógico en el EDB que en el EDA.

Por último, es de resaltar que el exponer estos Escenarios, ha sido con el objetivo de ilustrar un abanico de posibilidades entre los cuales puede situarse la futura demanda energética en Canarias. Estos Escenarios tienen sus pros y sus contras, ya que si bien el EDA, por una parte y como aspecto positivo, prevé tasas de crecimiento del PIB, necesarios para mantener perspectivas razonables del desempleo, por otra y como aspecto negativo, se considerarían tasas de crecimiento de la demanda energética sin restricción (precios reales del petróleo estancados hasta el año 2000), por lo que hemos de tomar con reserva los resultados de sus previsiones.

Por el contrario, en el caso del EBD, las consideraciones serían a la inversa.

De todas formas y como resumen interesante, nos cabe la certeza que nuestra futura demanda puede desplazarse entre ambas hipótesis.

# **LA INDUSTRIA DEL REFINO DE PETROLEO**

Nicolás Mateos Laorden  
Comisión Federal de Energía del PSOE

- 1.- Situación de la industria del refino en Europa y España.
- 2.- Tendencias a corto y medio plazo.
- 3.- Conclusiones
- 4.- Anexo

## SITUACION DE LA INDUSTRIA DEL REFINO EN EUROPA Y ESPAÑA

La industria del refino ha pasado por varios períodos de concentración de mercado en los últimos años. Algunas de las fases que han caracterizado el devenir de este sector han sido:

- a) Insuficiente oferta de ambos y consiguientes alzas de precios, seguido de exceso de oferta y caída de precios.
- b) Expansión de la capacidad de refino y posteriores cierres de empresas.
- c) Años de grandes beneficios seguidos de períodos con grandes pérdidas.

Desde 1973 el nivel de actividad de las plantas de refino en el mundo occidental ha experimentado un notable descenso, en comparación con períodos anteriores. En el anexo pueden verse gráficos con las capacidades de refino en Europa y España, así como los niveles de sobrecapacidad en España.

Como causas comunes a los escenarios españoles y europeos, podemos citar:

- **El impacto de los precios de la energía**, y muy especialmente el petróleo, han influido en una tendencia a la disminución de consumos. Tendencia que no ha tenido una escalación lineal debido en gran parte a la falta de elasticidad de la demanda a

las subidas de precios de la energía.

- **Las medidas de ahorro energético**, han influido también, aunque su aportación no sobrepase el 6% en los consumos totales, vía mejoras tecnológicas en los procesos industriales.
- **La depresión económica** que sacude al mundo en la actualidad, y que ha llevado a gran número de empresas a desaparecer o, en el mejor de los casos, a disminuir el nivel de actividad. Como causas adicionales a las anteriores, podemos citar en el caso español:
- **Mala planificación** de las necesidades de refino, después de 1973.
- Incidencia de la capacidad de refino nominal en el sistema de reparto de cuotas.

Con respecto a la estructura de la demanda, se ha producido un hecho importante como ha sido el «aligeramiento de la misma», es decir: La estructura de consumo final demanda más destilados medios y altos, y no especialmente debido al aumento de la demanda de gasolinas que es muy moderada, sino más bien por la disminución en el consumo de productos pesados a causa de, como ya hemos dicho antes, la depresión económica, las medidas de ahorro energético y la entrada de fuentes alternativas de energía en los consumos industriales (fundamentalmente carbón). La adecuación de la oferta y la demanda, se está haciendo en base a dos procedimientos:

- 1) Instalación de unidades de conversión de productos pesados en ligeros.
- 2) Intercambio de productos pesados por ligeros.

En el anexo puede verse el esquema de nuevas unidades de conversión a instalar en España.

La situación europea era similar a la española, hasta hace poco, en cuanto a niveles de sobrecapacidad. No obstante, en 1975 se empezaron a efectuar los primeros contactos entre las empresas del refino y los organismos correspondientes de la Comunidad Económica Europea, a fin de reducir la capacidad de refino y reestructurar el sector.

La caída de la demanda de productos petrolíferos ha continuado un proceso imparable, y actualmente se estima que **entre un 30 y un 35% de la capacidad de refino en Europa es irrecuperable**. Y esto en el sentido de que nunca más volverá a ser necesitada, no sólo por razones de depresión económica sino porque un cambio estructural profundo ha ocurrido en la industria europea.

En relación con la sobrecapacidad, la política que se está siguiendo en Europa es la de cerrar plantas de refino. Unas temporal y otras definitivamente. Las pérdidas sufridas por las refinerías en Europa han oscilado entre los 2,50 y 4,50 dólares por barril. Bajo estos planteamientos, las refinerías más pequeñas y las menos eficientes se han visto obligadas a cerrar. Por lo que respecta al problema de la adecuación de la oferta a la demanda no es excesivamente grave en Europa, pues ya existían al 1 de Enero de 1981 1,5 millones de barriles/día de capacidad para transformar fuel-oil en productos ligeros.

En España, y antes de empezar a perfilarse la estructura del INH, Instituto Nacional de Hidrocarburos, las empresas del sector se lanzaron a una desenfadada carrera por instalar unidades de conversión, sin atender a los más mínimos criterios de previsión de mercados y de coordinación de objetivos. Ante la evidente ventaja que supondría con respecto a los demás, el tener unidades de conversión cuando los otros no las tuviesen, todas las empresas del sector del refino han hecho sus planes para la instalación de dichas unidades, y que les permitirían afrontar cualquier posibilidad de fusión en condiciones de igualdad al menos. Afortunadamente parece que el buen sentido se ha impuesto, y los proyectos iniciales se han visto recortados aunque

desde la perspectiva de la economía de escala hubiese sido más rentable construir menos unidades pero de mayor tamaño. En la tabla incluida en el anexo, puede verse con detalle la relación de unidades de conversión en funcionamiento y en proyecto que suponen un total de 7 MM de TM/año.

## 2. TENDENCIAS A CORTO Y MEDIO PLAZO

En puros términos económicos, el corto plazo para un refinería es un horizonte a 5 años vista, y el medio plazo a 10 años.

En la tabla siguiente podemos ver las expectativas de consumo de petróleo y energía en los próximos años.

<u>Período</u>	<u>Incr. anual consumo de crudo %</u>	<u>Incr. anual consumo de energía %</u>
1965 - 1973	7,0	5,0
1980 - 1995	1,0	2,5

En Europa no se espera crecimiento de la demanda de petróleo hasta 1990, o en todo caso un crecimiento no superior al 0.3% anual. La demanda total de petróleo en Europa en 1990 no sobrepasará los 13.5 MM Bbl/día. En la página 3 del anexo puede verse una estimación de la demanda de productos petrolíferos en diversos países de Europa, incluida España. Puede incluso decirse que habrá que corregir las cifras a la baja según la evolución observada en los últimos meses.

Hacia 1985 la capacidad de refino en Europa deberá ser reducida de 20.5 MM Bbl/día a 14-16 MM Bbl. Gulf Oil ha anunciado que está preparando el cierre del 40% de sus instalaciones de refino en Europa, de modo que las que queden puedan funcionar al 80% de su capacidad. En Alemania Occidental se considera necesario cerrar el 33% de la capacidad de refino de aquí a 1990.

Por otra parte, se prevé la entrada en el refino europeo de la OPEC, con una capacidad estimada de 2 MM Bbl/día en 1990. La finalidad sería presionar sobre el mercado cuando sus intereses así lo aconsejaran, y obligar a los estados europeos a aceptar cupos de productos refinados como condición para las ventas de crudo.

Debido a las actuales circunstancias y las expectativas existentes, una buena parte del millón de barriles día de capacidad adicional de refino en proyecto o construcción en Europa, serán pospuestas o definitivamente anuladas.

En España son válidas las previsiones de caída de demanda previstas para Europa, aún más acentuadas debido a los últimos proyectos de centrales térmicas de carbón y nucleares.

En cuanto al posible cierre de instalaciones de refino en España, se han alzado voces en Europa acusando a las refinerías españolas de «insolidaridad» con las europeas, al no seguir aquéllas la política europea de reducción de capacidad de refino vía clausura de instalaciones. Hay que rechazar rotundamente esas acusaciones pues la estructura empresarial del refino de petróleo en España es completamente diferente a la europea. Es más, habría que descartar cualquier posible intento de cierre empresarial, y ello por las siguientes razones:

- 1) Una sobrecapacidad potencial es una disuasión permanente a los deseos de penetración de las multinacionales del petróleo en España.
- 2) Posición favorable en el mercado, de cara al futuro.

No obstante, este tipo de actuaciones en una línea «proteccionista» serían contraproducentes si no van acompañadas de directrices tendentes a estimular la competitividad y obtención de mejores resultados en el sector del refino. Algunas de estas directrices serían:

- 1) Reconocimiento de coste reales en el crudo de libre disposición, pero exigiendo como contrapartida precios competitivos en los productos refinados.
- 2) Eliminación progresiva del sistema de cuotas de mercado.
- 3) Promoción de mecanismos de coordinación entre los componentes del automatizado refino, tendentes a mejorar la balanza de pagos.
- 4) Apertura del sector hacia temas conexos como el «trading» de crudos y productos. En especial el INH por los recursos con los que cuenta.

### 3. CONCLUSIONES

La industria del refino se encuentra en la actualidad con dos grandes problemas, tanto en Europa como en España:

- Sobrecapacidad estimada en un 35%.
- Inadecuación de la oferta a la demanda.

Si cualquiera de estos dos puntos ya es importante por separado, la conjunción de los dos hace la situación realmente dramática, pues el primer problema (sobrecapacidad) **no va a permitir la captación de los recursos financieros necesarios para abordar el segundo con las suficientes garantías de rentabilidad.**

En Europa, el cierre de un 35% de las instalaciones de refino desde 1981 a 1987 y la ampliación de la capacidad de conversión ya existente solucionará el problema. El tema de los recursos financieros se resolverá mediante la intervención estatal en algunos países (Francia, Italia) y por otro lado con la gran capacidad de recursos financieros de las grandes compañías, BP, Shell, etc., que les permitirán autofinanciarse hasta casi el 100%.



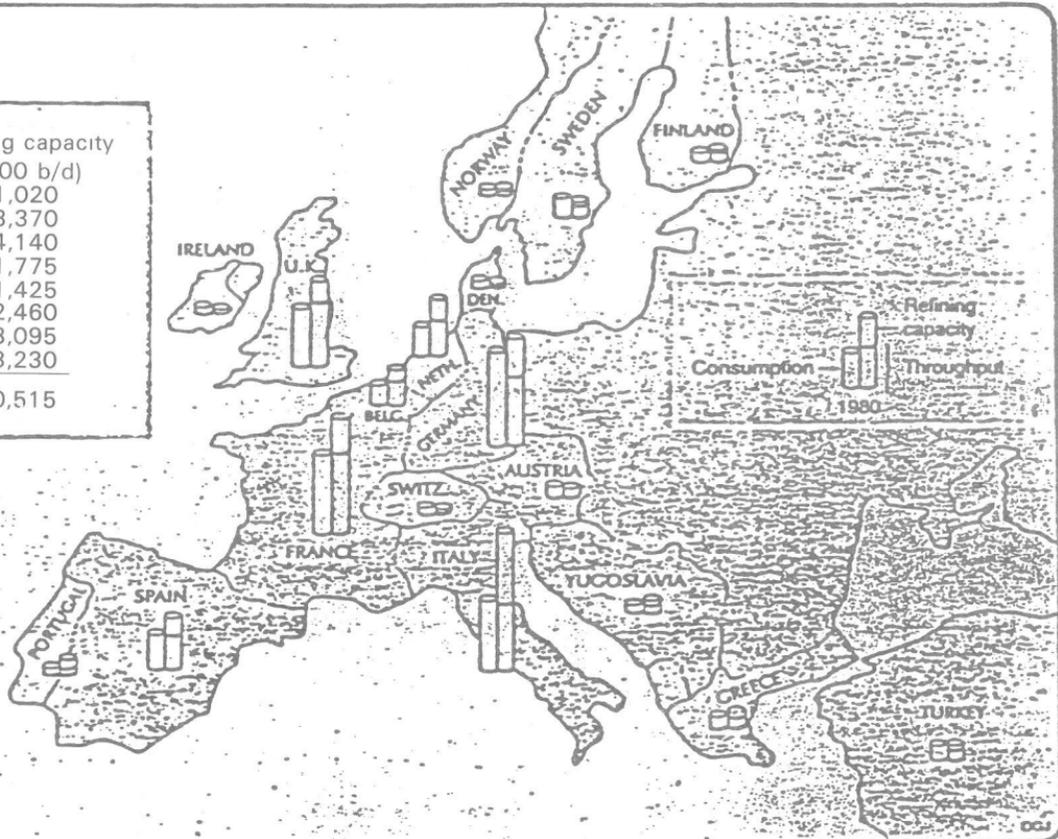
En España, **el refino ha dejado de ser la saneada fuente de ingresos** que fue hasta mediada la década de los 70. Causa: Disminución del consumo de productos petrolíferos, como consecuencia del trinomio incremento de precios de la energía-recesión económica-uso de fuentes alternativas de energía (carbón, nuclear). No obstante, la subsistencia del sector del refino es vital hoy para cualquier Estado, pues de lo contrario se paralizaría la vida económica del mismo.

Este planteamiento de subvenciones por parte de la administración es totalmente lógico, pues la construcción de unidades de conversión responde a unas necesidades estructurales en el sector de la energía y que debe ser el propio Estado el que garantice a los ciudadanos satisfacer sus necesidades energéticas.

En este sentido, la continuidad del sector del refino está asegurada en la próxima década. Como contrapartida, el **sistema de subvenciones conlleva el riesgo de propiciar las nacionalizaciones** y anquilosamiento en el sector, debido a la falta de competitividad.

Mirando hacia el futuro el refino de petróleo en España debe mejorar su optimización de costes, lo que conllevará importantes ahorros de divisas al Estado y permitirá el acceso a los difíciles mercados europeos. Para tal fin sería necesario el abordar tareas de «trading» en el mundo del petróleo aunque el riesgo de esta actividad para empresas pequeñas es muy alto. Ya es hora de que el INH actúe en áreas del comercio petrolífero distintas de las meramente domésticas, incluso de cara a una posible entrada en la C.E.E. es necesario contar con empresas nacionales que tengan presencia internacional.

Refining capacity (1,000 b/d)	
Belgium	1,020
France	3,370
Italy	4,140
Netherlands	1,775
Spain	1,425
U.K.	2,460
West Germany	3,095
Other	3,230
<b>Total</b>	<b>20,515</b>



Source: British Petroleum Co. Ltd.

## ESTRUCTURA DEL CONSUMO FINAL

27%	TRANSPORTE POR CARRETERA Y FE. CC.
4%	TRANSPORTE AEREO
6%	TRANSPORTE MARITIMO
11%	FERTILIZANTES Y PRODUCTOS PETROQUIMICOS
<hr/>	
48%	SUBTOTAL USOS «NOBLES»
19%	CONSUMO DOMESTICO
33%	CONSUMO INDUSTRIAL
<hr/>	
52%	SUBTOTAL

**WESTERN EUROPE'S REFINED OIL PRODUCTS DEMAND 1980-1990**  
(In 1.000 barrels daily)

PRODUCT	1980	1981	1982	1985	1990	1980/90 Chg
Motor Gasoline	2.423	2.448	2.481	2.536	2.510	+ 3.6%
Jet Kerosine	445	445	465	496	544	+ 22.2
Diesel Fuel	1.386	1.394	1.439	1.517	1.656	+ 19.5
Home Heating Oil	2.656	2.602	2.594	2.489	2.273	- 14.4
Heavy Fuel Oil	3.079	3.057	3.023	2.940	2.624	- 14.8
Naphtha	863	865	930	953	971	+ 12.5
LPG	502	500	521	656	771	+ 53.6
Lubricants	102	102	106	112	116	+ 13.7
Inland Demand	12.733	12.692	12.870	13.028	12.795	+ 0.5
Marine Products	659	654	658	667	678	+ 2.9
Total Demand	13.392	13.346	13.529	13.695	13.473	+ 0.6
<b>KEY MARKETS</b>						
West Germany	2.762	2.761	2.775	2.746	2.639	- 4.4
France	2.251	2.205	2.185	2.163	1.959	- 13.0
Italy	2.014	2.012	2.126	2.317	2.484	+ 23.3
United Kingdom	1.687	1.701	1.785	1.816	1.747	+ 3.6
Spain	1.090	1.063	1.038	971	961	-11.8
Netherlands	808	822	824	881	888	+ 9.9
Sweden	524	525	523	514	468	- 10.7
Belgium	517	515	508	501	500	- 3.3

**How OPEC refining capacity will grow**

	1980	1981	1982	1983	1984	1984
TOTAL	-----Crude capacity Additions-----					total
	barrels/day					
Algecira	436.000	175.000				611.000
Ecuador	94.500				83.000	177.500
Gabon	44.000					44.000
Indonesia	471.000		400.000			871.000
Iran	1.265.000					1.265.000
Iraq	305.500		290.000		400.000	995.500
Kuwait	594.000	106.000				700.000
Libya	130.000		220.000			350.000
Nigeria	260.000					260.000
Qatar	10.500	50.000		50.000		110.500
Saudi Arabia	1.178.000	170.000	120.000	325.000	500.000	2.293.000
UAE	15.000	120.000		60.000	25.000	220.000
Venezuela	1.444.900					1.444.900
Total	6.248.400	621.000	1.030.000	435.000	1.008.000	9.342.400

A fourth refinery with 100.000 b/d crude capacity and a cracking unit is planned but site and construction data haven't been set. - Juaymah (Aramco) project will be completed in 1986 with 250.000 b/d capacity.  
Source: OPEC statistics unit.

## EXPORTABLE SURPLUSES OF MAIN PRODUCTS FROM MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA (1,000 tons)

	1980				1985*				1990*			
	Naphtha	Mogas	Distil.	Resid.	Naphtha	Mogas	Distil.	Resid.	Naphtha	Mogas	Distil.	Resid.
S. Arabia	1,240	-590	-2,420	7,690	2,486	624	6,768	9,670	2,722	3,156	12,166	7,924
Kuwait	2,120	-90	4,315	6,200	2,392	938	6,732	3,818	5,084	1,252	13,092	-3,612
Qatar	...	-40	-5	...	168	55	561	430	168	-105	496	430
UAE	...	-425	-1,910	-1,025	425	440	585	1,045	629	15	466	-140
Bahrain	1,285	980	4,410	4,315	1,028	702	3,404	3,380	1,028	647	3,374	3,380
Iraq	...	-95	-555	-1,085	...	110	20	...	...	642	1,341	1,910
Iran	690	-130	170	6,010	519	-357	1,506	-111	519	-1,197	-2,055	-751
Algeria	1,800	-70	1,680	2,430	2,790	570	4,260	4,360	2,790	290	3,880	4,190
Libya	445	-295	-95	1,140	850	-390	200	1,560	760	-134	1,120	2,210
Egypt	730	120	90	1,240	765	-160	-1,585	-835	1,330	-680	-1,950	-970
Tunisia	...	...	-670	-330	...	30	-1,083	-739	...	322	-675	224
Total	8,310	-635	5,010	26,585	11,423	2,563	21,368	22,578	15,010	4,208	31,256	14,794

Assumes average 80% utilization of nominal capacity.

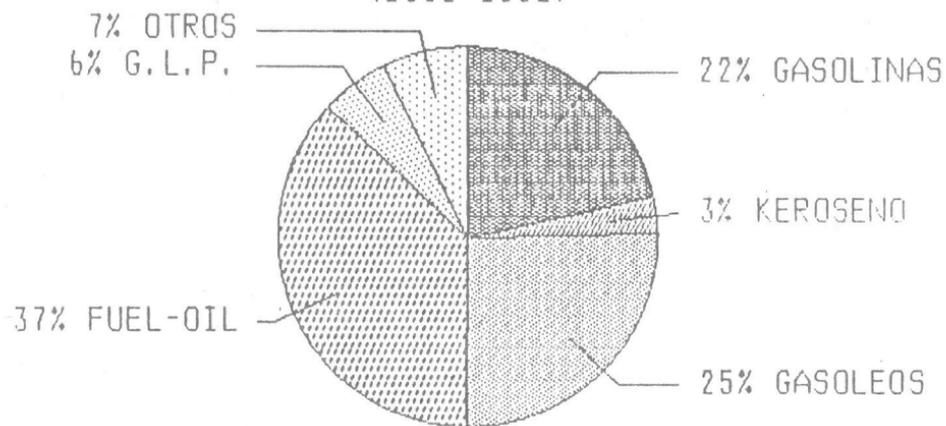
+Numbers may not add due to rounding.

## PLANNED INCREASES IN UPGRADING CAPACITY AT OPEC REFINERIES (1,000 b/d)

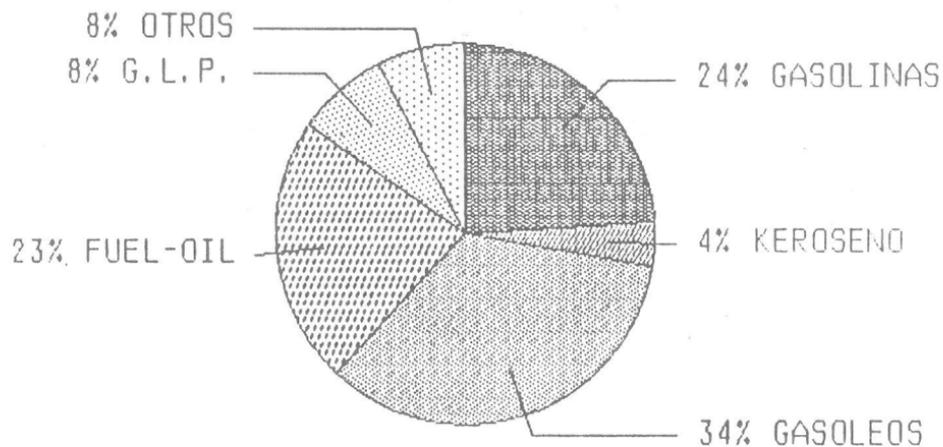
	1982	1985	1988	1982-88	Change
Total Cracking	626.3	1,122.0	1,502.9	876.6	+140%
Catalytic Cracking	252.6	459.1	537.4	284.8	+113%
Distillate Hydrocracking	168.6	400.0	590.0	421.4	+250%
Thermal Cracking	205.1	262.9	375.5	170.4	+83%
Residual Desulfurization	57.0	123.0	189.0	132.0	+232%
Vacuum Distillation	1,316.3	1,898.8	2,290.7	974.4	+74%
Topping Distillation	5,371.6	7,674.1	8,553.1	3,181.5	+59%
Cracking Share Of Topping	11.7%	14.6%	17.6%	5.9%	+50%

DEMANDA DE PRODUCTOS PETROLIFEROS  
(1982/1992)

1982

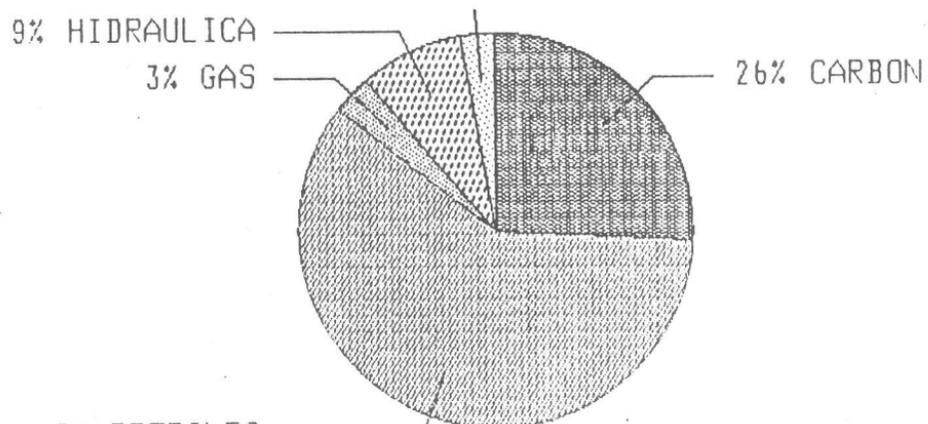


1992

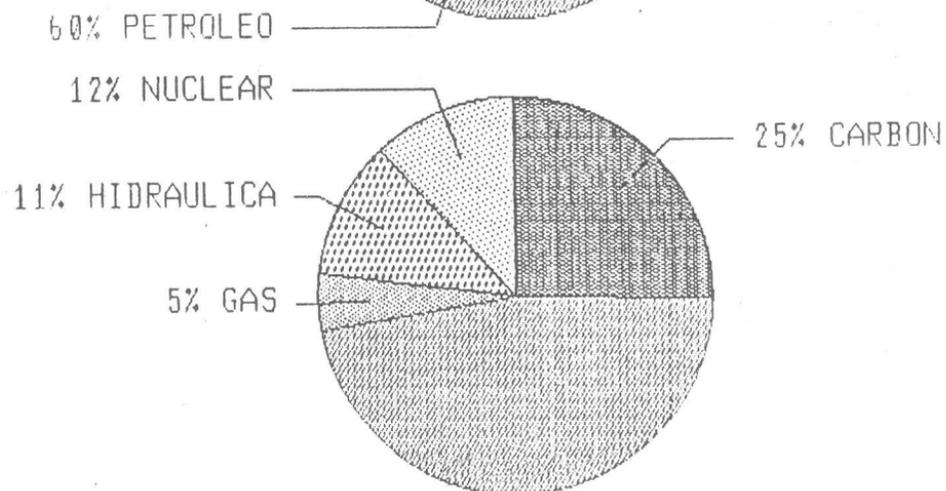


ESTRUCTURA DE LA OFERTA DE ENERGIA PRIMARIA  
(PORCENTAJE) 1982/1992

1982



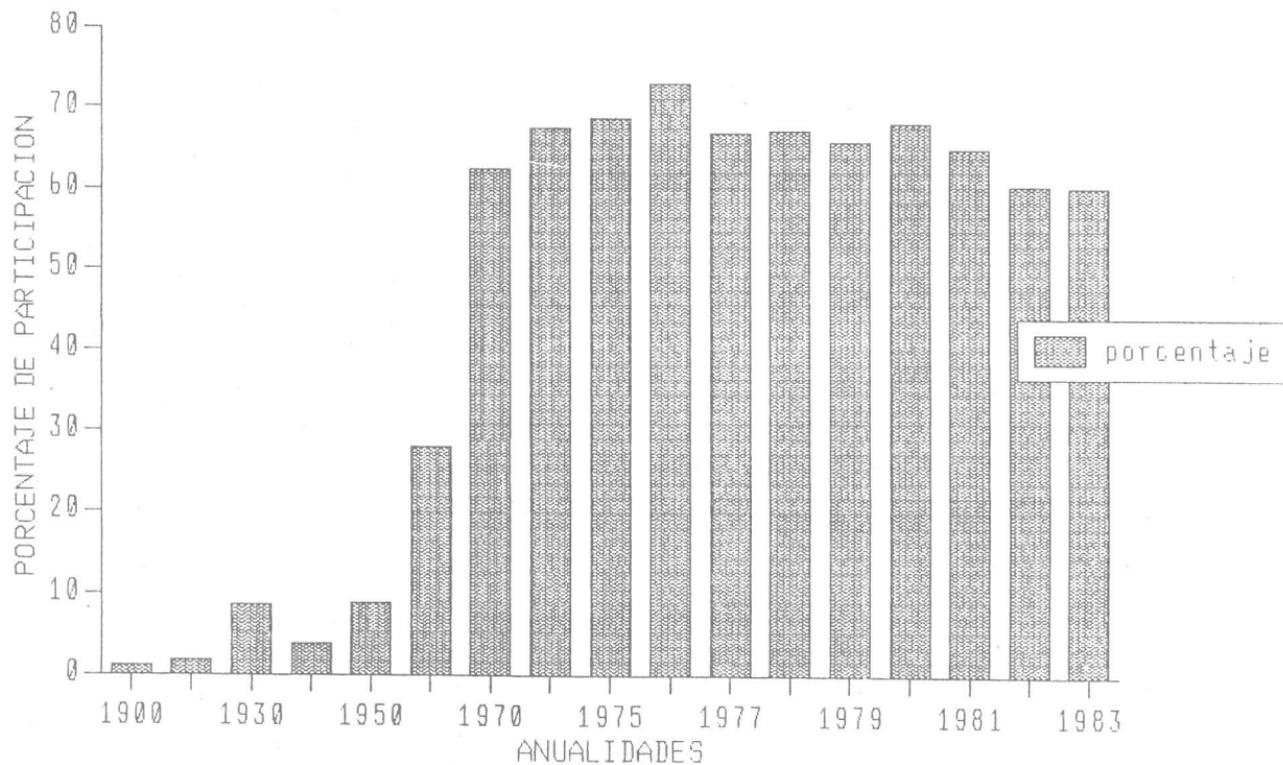
1992



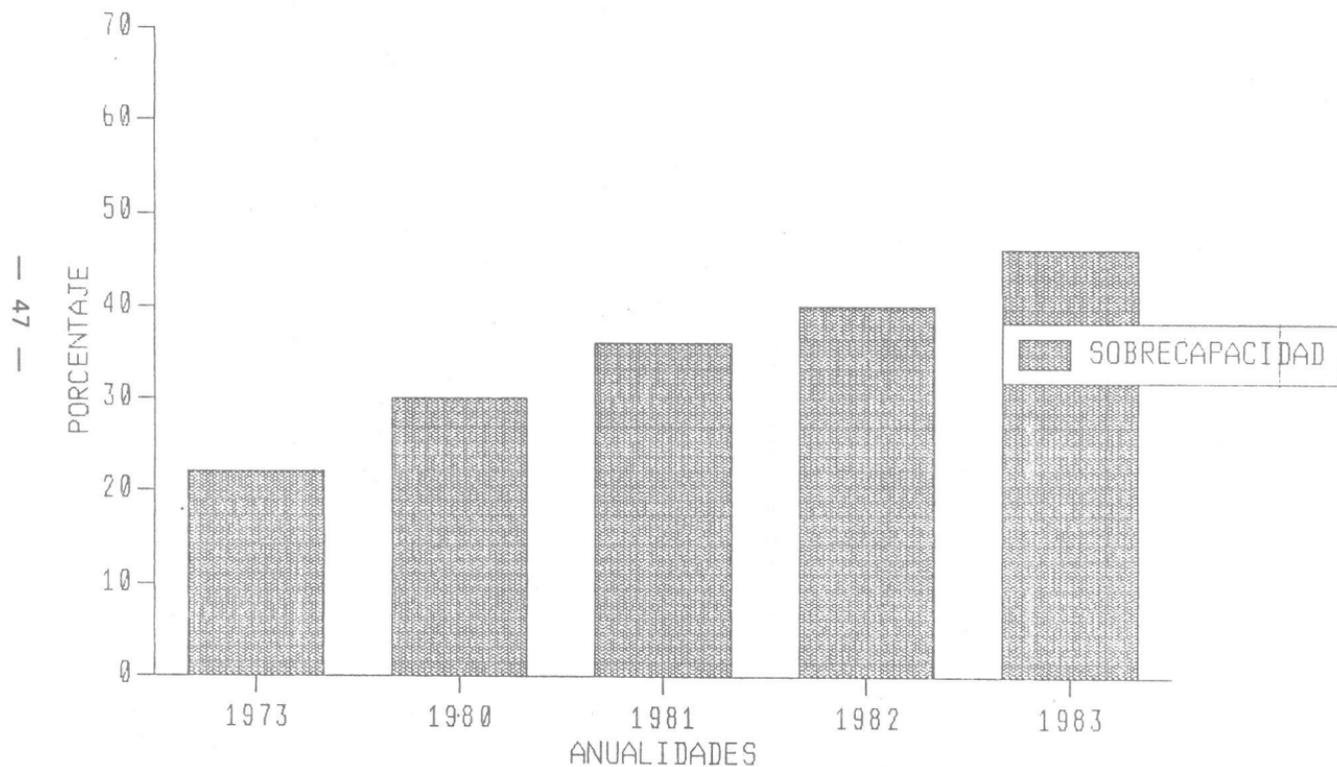
## CAPACIDAD DE CRAKING DE LAS REFINERIAS ESPAÑOLAS

	Fecha actividad	F.C.C.		HIDROCRACKING		VISBREAKING		COKING	
		Miles Tm.	Miles B/D	Miles Tm.	Miles B/D	Miles Tm.	Miles B/D	Miles Tm.	Miles B/D
<u>Actual</u>									
— 45 — PETROLIBER	5-82	1.250	25			875	17,5	700	14
PETROMED	11-83	750	15						
EMP-Puertollano	5-83	1.200	24						
EMP-Tarragona	11-83					1.600	32		
CEPSA-Tenerife	7-83					1.860	37,2		
CEPSA-Algeciras	2ºS.-82					1.800	36		
EMP-Tarragona	n.c.			500	10				
<u>Prevista</u>									
PETRONOR	4ºT.-84	2.000	40			2.000	40		
ERT	1.985	625	12,5						
CEPSA-Algeciras	1ºT.-84	1.250	25						
EMP-Cartagena	Proy.			1.000	20	1.250	25		
EMP-Tarragona	n.c.			700	14				

Participación del petróleo en el consumo de energía primaria en España (1900-1983)



SOBRECAPACIDAD DE REFINO EN ESPAÑA  
(1973-1983)



## **SECTOR REFINO EN CANARIAS**

LUIS MORA CARTAYA  
DIRECTOR DE PLANIFICACION DE CEPSE.  
LAS PALMAS DE GRAN CANARIA  
16 DE MARZO DE 1984

## 1. Factores estratégicos del suministro de petróleo crudo.

Estimo necesario iniciar esta comunicación, dedicando un breve espacio a tratar de sintetizar la situación del petróleo, como recurso energético primario, en el momento presente.

El petróleo, como es bien sabido, es por sí mismo un factor desencadenante de enorme trascendencia. Su precio es, por otra parte, una variable que afecta de forma notoria a la actividad económica, y es por ello un arma estratégica de gran magnitud, que con frecuencia está detrás de acontecimientos y conflictos aparentemente políticos.

Creemos que la realidad, sin embargo, es quizás mucho más simple:

- Los recursos del petróleo superan con mucho los 30 años.
- La pretendida escasez de petróleo, se trocó, ya en 1982, en exceso de oferta en el mercado, y hoy no se advierte síntoma alguno que permita calificar al petróleo de recurso escaso.
- Los niveles de precios del crudo han disminuído sensiblemente desde 1979, tanto en términos relativos como absolutos.
- Se ha producido en el mundo industrializado un profundo reajuste en el uso de la energía en general,

y concretamente en la que proviene del petróleo, a través de un proceso de racionalización de los consumos, con especial énfasis en el ahorro energético. Pero no hay que olvidar que el ahorro energético es también una "fuente de energía no renovable".

- La situación de pagos exteriores —la famosa factura del petróleo— se resuelve esencialmente con exportaciones competitivas y no contingentando importaciones.
- Para ser económicamente competitivos, es necesario contar con un sistema energético competitivo, en el que el petróleo tiene, indiscutiblemente, un importante papel que jugar.

Comentarios como los anteriores, ponen en evidencia planteamientos de política energética subjetivos que la propia realidad de los hechos está conduciendo ya a su rectificación.

No es por casualidad, que países como Japón, con reconocido rigor y pragmatismo en sus planteamientos, estén rectificando con rapidez su política energética hacia un reparto de recursos más equitativo con la realidad, en el que se incrementa sustancialmente la parte del petróleo.

Hay que tener en cuenta igualmente:

- La aparición y entrada en el mercado de crudos, de nuevos países productores, de pequeño y mediano potencial, cuyo aporte conjunto de oferta es, sin embargo, significativo.
- La potenciación de la presencia y aporte de países como Méjico y de zonas como el Mar del Norte, lo que ha generado una nueva estructura de las partes del mercado.
- Que, derivado de ello, puede decirse que la OPEP no controla en la actualidad el mercado de crudos, lo

que sí ocurría en 1973 y 1979, hecho éste que hay que constatar como trascendental, en cuanto representa un nuevo equilibrio de las fuerzas del mercado.

Los hechos y comentarios reseñados no reflejan en modo alguno situaciones coyunturales. Por el contrario, hay que convenir que se ha producido un indiscutible y profundo cambio estructural, y por ello consolidado, en la situación del mercado de crudos, tanto por el lado de la oferta como por el de la demanda.

## **2. El petróleo como fuente energética.**

Durante mucho tiempo se ha ligado como indisolubles al crecimiento económico y al consumo de energía, de tal manera que el crecimiento económico sólo era posible si se consumía más energía, o dicho de otra manera si había una oferta de energía barata y abundante.

Las dos crisis energéticas, y más fundamentalmente la de 1979, hicieron variar de forma importante dicha concepción, y con la publicación del 1er. Informe Saint-Geours "Por une croissance économe en energie", se establecieron las bases filosóficas y económicas para lograr la llamada "disociación" es decir la ruptura del vínculo hasta entonces indisoluble, el divorcio entre crecimiento económico y consumo de energía.

Pero romper la dependencia no quiere decir anularla completamente. De unos ratios de eficiencia energética (crecimiento del consumo de energía dividido por el crecimiento económico) de 1,4 en la década de los 80, se ha pasado al 0,7 previsto por la CEE para los 80, o al 0,8 previsto en el reciente Plan Energético Nacional. Es decir no se trata de consumir menos energía, sino de hacer un uso racional de la misma maximizando el beneficio potencial.

Dentro del balance energético, cada fuente primaria de

energía tiene su edad de oro, y si así la leña fue el combustible hasta el siglo XVII, el carbón en los siglos XVIII y XIX, es el petróleo sin duda la gran fuente energética y el combustible del progreso del siglo XX.

Mucho se ha hablado del agotamiento del petróleo. Mucho se ha comentado la necesidad urgente de regresar a energías ya desfasadas. No quiero caer en el triunfalismo que mi papel de petrolero podría impulsarme. Sin embargo sólo quiero decirles que en los momentos actuales las reservas probadas de petróleo, superan ampliamente las existencias en 1973, y que con motivo del importante esfuerzo de prospección, una enorme cantidad de nuevos países, de los cuales numerosos en la costa occidental del Africa, se han incorporado el grupo de productores. No quiero cansarles con cifras, sólo les daré un dato que algunos de ustedes quizá desconozcan. En los momentos actuales, con la tecnología y niveles de coste presentes, un yacimiento se considera agotado cuando se ha producido el 35% del petróleo que contiene. Excuso decirles el vuelco que pueden dar las reservas de petróleo, si una mejora de la tecnología o un incremento en los costes permite aumentar dicha cifra al 50% de recuperación.

Sin embargo que haya petróleo abundante no quiere decir que haya que malgastarlo. Muy al contrario, el equilibrio mundial está basado en que los países industrializados moderen su voracidad de consumo para que los países no desarrollados tengan petróleo suficiente para potenciar sus maltrechas economías. Tal y como se debatió en un reciente seminario sobre la energía en Africa, celebrado el pasado mes de junio en Dakar, ese continente necesita crecientes cantidades de petróleo para impulsar su desarrollo y para evitar el creciente proceso de deforestación, basado en una utilización masiva de la leña. Tal y como se recogió en el citado simposio, las importantísimas posibilidades hidroeléctricas no pueden ser aprovechadas por el

elevado coste de capital y la débil base productiva, y el carbón es inadecuado en razón de la problemática de recepción y de transporte.

Por otro lado Canarias no puede ser ausente de este esfuerzo colectivo. Bien que el fantasma de escasez hay pasado, y bien que parece descartado el proceso de crecimiento incontenible del precio del petróleo, es necesario que hagamos un uso eficiente del petróleo que consumimos, y que la orientación de la actividad económica del Archipiélago tenga como norte la maximización del rendimiento energético por unidad de producto.

Es claro que todo proceso del relanzamiento de la actividad económica de Canarias, tiene que partir de un hecho obligado cual es la total dependencia exterior en materia energética. La estructura productiva del Archipiélago se ha caracterizado durante los últimos veinte años por una situación bipolar basada en la agricultura por un lado y por el turismo y el sector servicios por el otro, que se complementaba con una débil base industrial. Aunque la agricultura es relativamente poco dependiente del factor energía, esto no es así para el sector turismo, donde la lejanía relativa de Canarias puede introducir penalizaciones de coste importantes o el sector servicios, muy vinculado a actividades portuarias, que son también tremendamente dependientes del suministro energético.

Estos factores configuran la gran debilidad y también el gran reto de Canarias, conseguir un suministro estable y seguro, a la vez que utilizar del modo más racional en la energía. En dicho reto creemos que la Refinería de Petróleos ha juzgado un papel promordial, que deberá continuar en el futuro, y es misión de todos los canarios y de sus Organos de Gobierno la de apoyar esta refinería de petróleos, con la seguridad de que potenciarla es potenciar el futuro de Canarias.

### 3. Significado y trascendencia del sector refino para Canarias.

La trascendencia del sector refino para Canarias es doble. Por una parte como sector oferente de toda la energía comercial primaria que se consume en el Archipiélago, es claro que ha sido un elemento fundamental para permitir el desarrollo de actividades como las portuarias o las turísticas, estrechamente vinculadas y dependientes del suministro estable de petróleo.

Pero no quiero referirme a este fenómeno, sino al carácter de empresa industrial de primerísima magnitud que constituye la Refinería de Petróleo, la CEPESA, a la cual represento. Esta refinería pionera de esta actividad en España fue ampliando su actividad y sus instalaciones hasta llegar a los 8 millones de TM/año que tiene en la actualidad, y que la hizo ser en su momento la de mayor capacidad de España.

Mucho se habla de que la refinería está vieja o es ineficiente. Permítanme que desmienta tal afirmación, pues la escasa marginalidad de beneficio que caracteriza esta industria, exige y Cepsa lo ha hecho, cuantiosas inversiones en la modernización de nuestras plantas, tanto en el ahorro energético como en la mejora de rendimientos, de tal forma que podemos afirmar que la eficiencia de nuestras instalaciones está al mismo nivel que el de las refinerías mas modernas. Cada año la Cepsa está invirtiendo fuertes cantidades, bien sea en ahorro de energía, en instrumentación, en tancaje o más recientemente en una nueva unidad de reducción de viscosidad de los residuos. Esto ha supuesto varios cientos de millones de pesetas cada año, generadores de numerosos puestos de trabajo directos e indirectos cuya repercusión sobre la opinión pública ha sido limitada, porque quizá hasta ahora la actitud de la Cepsa, ha sido quizá del trabajo en silencio.

Mucho se ha hablado del abandono progresivo de CEPSA y de la caída de actividad de la refinería. Sin embargo a este respecto queremos decir que aunque la bajada de actividad es un hecho, no obstante ésta se mantiene a niveles semejantes a la media nacional e incluso por encima de las refinerías europeas. La reducción ha sido obligada por el cambio estructural de la demanda nacional e internacional que repercute muy desfavorablemente en los costes de transporte.

Sin embargo estamos haciendo los máximos esfuerzos para abrirnos paso en el mercado africano bien por la vía de ventas directas o de acuerdos de refino. Y a este respecto aprovecho esta ocasión para ofrecer y pedir colaboración a los organismos canarios interesados en el comercio africano para que juntos abordemos la consecución de negocios de común interés.

A pesar de los pesares la refinería está ahí, ha cumplido 50 años desde su inauguración, y es nuestro deseo que continúe dando servicio a Canarias hasta que la última gota de petróleo sea requerida.

Porque servicio es generar 1.600 empleos fijos en el Archipiélago y 300 eventuales, y un número relevante de empleos indirectos que dependen de la riqueza generada por la refinería. Pero si importante es la contribución al empleo, más lo es en cuanto al valor de la producción con el 3% de la cifra provincial de Santa Cruz de Tenerife (ver cuadro n.º 1).

Todo esto se materializa en un patrimonio valorado en muchos miles de millones de ptas. y en unas exportaciones directas y de suministro a barcos y aviones de más de 3 millones de Tm. al año.

Quizá ha fallado este sector, y en ello tenemos que atribuirnos nuestra cuota de responsabilidad, en no generar una industria derivada del mismo. Proyectos no han faltado para ello, y ahora puedo revelar que en 1970

Cepsa tuvo en estudio la construcción de una industria petroquímica con base en el Archipiélago. Las razones que hicieron abortar el proyecto fueron la consabida falta de agua (imprescindible para un proyecto de esta categoría) y la debilidad del mercado africano para el que el proyecto iba dirigido.

Para comprender la contribución del sector refino a la estructura productiva del Archipiélago es necesario descender al análisis sectorial del consumo de energía en Canarias donde puede comprobarse que cerca del 50% se utiliza en el sector de transportes y otra parte fundamental en la generación de electricidad y en la potabilización de agua del mar.

Es decir que sectores vitales como el turismo, o de uso inmediato como el consumo de agua son dependientes de esta energía. En general podemos afirmar que la vida económica de Canarias circula a través del petróleo.

Y este hecho introduce el último elemento al que quiero referirme al hablar del sector refino: su carácter estratégico. Este es el caso de Canarias, donde ya muchas veces me he preguntado cual hubiera sido el desarrollo del Archipiélago si no hubiera existido la refinería. Esta ha aportado seguridad en los abastecimientos en todo tiempo, ha constituido un escalón logístico de reserva de primera magnitud, y ello ha permitido que Canarias represente en los momentos actuales un punto clave dentro del tráfico marítimo mundial, y disfrute de un intensísimo tráfico turístico.

#### **4. Posibilidades energéticas de Canarias.**

Canarias es en los momentos actuales una región totalmente dependiente del petróleo, con una participación todavía simbólica, pero creciente de energías renovables, solar y eólica fundamentalmente, que aportan en los momentos actuales alrededor de 30.000

## CUADRO N.º 1

### PRODUCCION Y EMPLEO DE LA ACTIVIDAD DE REFINO EN CANARIAS\*

AÑO	N.º	EMPLEO	VALOR AÑADIDO BRUTO	
		% S/TOTAL ** STA. CRUZ TENERIFE	MM. PTS CORR.	% S/TOTAL STA CRUZ TENERIFE
1979	1881	0,9	6.508	3,1
1981	1570	0,8	8.046	2,9

**FUENTE:** BANCO DE BILBAO. No es posible obtener datos desagregados anteriores a 1979 por no venir separados de otras industrias.

\* Se incluye la actividad de minas y canteras, ya que no ha sido posible desagregar las cifras. en cualquier caso su contribución es muy reducida.

\*\* S/ Población ocupada.

TM/año de petróleo equivalente.

Uno de los objetivos inmutables de toda planificación energética es la consecución del mínimo coste compatible con la seguridad del suministro. En este caso Canarias parece estar en una situación aparentemente desfavorable, ya que su dependencia del petróleo es total.

Sin embargo al formular un programa de Política Energética para la Región, es preciso ampliar el marco de referencia. Canarias no es una región aislada, sino que está inmersa dentro del Estado Español, y que por tanto corresponde a éste lograr una estructura energética óptima a nivel nacional, que garantice dicha seguridad a un mínimo coste.

Un planteamiento de este tipo excluye por lo tanto la adopción de un modelo energético único para todas las regiones españolas. Así si Canarias en razón de su orografía, de su pluviosidad y del tamaño de su mercado se ve imposibilitada de contar con un parque generador eléctrico de tipo hidráulico o nuclear, es claro que tiene que arbitrarse la adecuada fórmula de precios para los productos del petróleo que obvie esta singularidad. Fórmula que por otra parte no debe desvirtuar las realidades de los costos de refino y los precios de mercado de los productos del petróleo, pues si no se podría plantear una cierta indefinición en las inversiones necesarias para el ajuste de la estructura de productos demandada.

2 Repito por tanto que la seguridad y el coste del abastecimiento hay que basarlo a nivel nacional, y que por tanto Canarias tiene un derecho prioritario al abastecimiento de petróleo, ya que cuenta con escasas posibilidades alternativas, y por otra parte el 8% que representa su consumo sobre el total nacional, hace que la garantía de su aprovisionamiento no ponga en peligro los objetivos generales en materia energética.

Pero paralelamente hay que abordar el tema de la utilización racional de la energía. Este tema ha sido objeto a nivel internacional de un doble enfoque: normativo y de precios. No creemos que sea posible abordar esta política desde el mero uso de la variable precios. La política de precios disuasorios se ha mostrado como poco eficaz para conseguir un cambio estructural y sólo ha servido para penalizar determinadas actividades en relación con el exterior. Por todo ello creemos que es más aconsejable potenciar la información sobre uso racional de la energía a todos los niveles y utilizar la variable precios de una forma muy suave, teniendo siempre como marco de referencia los precios relativos de la energía en otros países del entorno económico de Canarias.

Asimismo es necesario potenciar las fuentes alternativas. Con unas condiciones climatológicas y orográficas como las de Canarias, es posible y necesario utilizar de forma mucho más intensa las energías solar y eólica. Es necesario potenciar la instalación de empresas de tecnología solar avanzada en Canarias (y es de lamentar que varios proyectos experimentales de energía solar a alta temperatura no hayan elegido Canarias). Por otra parte la energía eólica debe aprovechar el régimen de vientos de las islas, ya que como es sabido para esta energía el rendimiento es más función de la constancia que de la intensidad.

La contribución de estas fuentes puede ser limitada desde un punto de vista global, pero aparte de ahorrar cientos de millones de pesetas, puede eliminar la necesidad de costosas infraestructuras de transporte y distribución y contribuir a mantener el entorno ecológico de Canarias.

Este entorno ecológico que todos debemos colaborar a mantener y en el cual el sector energético no puede quedarse atrás, ofreciendo las energías más limpias posibles. Quiero decirles a este respecto que es

objetivo permanente de mi compañía ofrecer cada vez unos combustibles más limpios y menos contaminantes, y que continuamente se está experimentando nuevos procesos, que muchas veces no llegar a culminar por imperativos de no aumentar el coste de los productos suministrados.

## **5. Futuro del petróleo en Canarias**

Todo ello me lleva a definirles cual va a ser el futuro del petróleo en Canarias, y quiero transmitirles en primer lugar la idea de seguridad.

Ha sido y es la idea clara y decidida de la empresa, la CEPSA, que yo represente, de permanecer en y para el servicio en Canarias durante el tiempo que su presencia sea requerida.

La Cepsa nació al amparo de la hospitalidad de estas islas, y no sólo se siente solidaria con las mismas, sino que también tiene una deuda de tipo moral con las mismas. Si a esto añadimos que Cepsa gana dinero con su actividad aquí, y que estamos dispuestos a seguirlo haciendo, es claro que nuestra presencia aquí se ve doblemente reforzada.

Porque creemos que esta simbiosis de CEPSA con Canarias es beneficiosa para ambas partes. Beneficiosa para la CEPSA por las razones que antes he expuesto, pero es también beneficiosa para Canarias porque es un activo de carácter estratégico, y las instalaciones y la actividad del personal de Cepsa son la mejor garantía de que Canarias no quedará desabastecida aún en el hipotético caso de una ruptura temporal del suministro de petróleo crudo.

Pero además creemos que Canarias ha prosperado al amparo del petróleo, y que esta energía junto a la aportación de las energías renovables constituye la

mejor combinación energética para Canarias.

Si excluimos la dualidad seguridad-diversificación energética, que repetimos debe resolverse a nivel nacional y no en el plano regional, el petróleo incorpora importantes ventajas como la de flexibilidad, facilidad de transporte y capacidad de ajuste.

Flexibilidad porque sólo el petróleo es capaz de responder con rapidez a cambios bruscos en la demanda, ya que la capacidad existente en la refinería es susceptible de operar a marchas tan elevadas como 8 millones de TM/año o bajas de producción a 4 millones de TM/año.

Facilidad de transporte porque otros tipos de energía requieren costosísimas y lo que es más importante, largas demoras, para construir la infraestructura de distribución. Para el petróleo sólo se requiere un barco y una flota de camiones cisternas, que pueden llegar a cualquier punto del Archipiélago de forma inmediata.

Capacidad de ajuste, expresado en la facilidad para adaptarse a situaciones difíciles del mercado mundial. Dada la característica antes citadas de flexibilidad, la refinería está capacitada para tratar crudo de muy distintas procedencias y calidades, lo que garantiza esa diversificación de suministros y por ende la seguridad del abastecimiento en cualquier circunstancia.

## 6. Conclusiones

Si quisiera hacer por tanto un breve resumen de esta excursión sobre el sector refino en Canarias, querría remarcar las siguientes conclusiones:

1. Hay petróleo para mucho tiempo, y las circunstancias del mercado mundial apunta hacia una moderación de sus precios.

2. La industria de refino tiene la doble cualidad de sector estratégico para Canarias y de fuente importantísima de generación de riqueza y empleo.
3. La estructura energética de Canarias es totalmente dependiente del petróleo, con una especial incidencia del sector de transporte. Asimismo son importantes la generación de electricidad y la potabilización del agua.
4. El petróleo se perfila como la columna vertebral de la planificación energética de Canarias, lo cual debe tener un tratamiento privilegiado por parte del Estado Español en materia de seguridad del aprovisionamiento y de compensación por el diferencial de costes.
5. La utilización racional de la energía y el desarrollo de energías alternativas tienen una contribución todavía modesta pero importantísima como reductores de la cifra de petróleo y como elemento del equilibrio ecológico.
6. La refinería está ahí y seguirá estando, pedimos el apoyo de todo el pueblo de Canarias a la refinería como algo suyo, en la seguridad de que Cepsa está comprometida en el bienestar y el desarrollo del Archipiélago.

## **«JORNADAS DE POLITICA ENERGETICA»**

### **LA DEPENDENCIA DE CANARIAS RESPECTO DEL PETROLEO**

Autor: Rodolfo Rull Buixadera.

16 DE MARZO DE 1984

# LA DEPENDENCIA DE CANARIAS RESPECTO DEL PETRÓLEO

## Introducción

La trascendencia de haberse multiplicado por cuatro el precio de los crudos del petróleo a finales de 1973, hecho decretado unilateralmente por la OPEP, ha sido tan grande que bien puede afirmarse que la historia económica contemporánea va a dividirse en hasta y después del encarecimiento del petróleo.

Esa repentina subida fue un durísimo golpe que conmocionó a la economía mundial e incidió de forma desigual, pero en todo caso fuertemente, en las economías nacionales dependientes de los suministros de este producto tan vital.

Las balanzas de pago de estos países mostraron súbitamente saldos insospechados hasta entonces, y el pago de la nueva factura del petróleo alteró radicalmente la pauta y las políticas que la economía mundial venía observando hasta entonces.

Del auge formidable que la economía mundial venía registrando desde finales de los años 60, con cifras de producción altas, con tasas de desempleo históricamente mínimas, y con una inflación mantenida a unos niveles aceptables, se pasó a una situación de crisis generalizada, despertando de forma repentina a ese mundo feliz que a partir de esa fecha se enfrentaba con el triple fantasma de la inflación, el desequilibrio de la balanza de pago y el paro.

España no podía ser una excepción en este panorama hasta entonces desconocido, dado que nuestro autoabastecimiento energético apenas llegaba en 1973 al 30%, lo que quiere decir que importamos casi el 70% de la energía que entonces se consumía pagando por ello un precio creciente con sus consecuencias sobre la balanza comercial.

Para Canarias al utilizarse como única fuente energética el petróleo y, por tanto, con una total dependencia del exterior, las elevaciones de los precios del crudo revistieron una especial gravedad con una muy negativa incidencia en su evolución económica.

Esta charla pretende examinar el alcance preciso de esa dependencia y valorar, si es que existen, otras caras de la moneda.

### **Planteamiento de la situación**

Para ello veamos en una primera consideración, y de forma muy rápida, la cantidad y tipo de energía que se consume total y por sectores y comparemos estos datos con los consumos de otros lugares, así como la incidencia económica que ha tenido la crisis en las islas.

En 1973 el consumo interior de productos petrolíferos en Canarias, o consumo de tierra, fue de 1.120.075 Tm. con una factura de 4.085 millones de pesetas.

Se trataba de una cantidad ciertamente baja, cuyo promedio por habitante y año resultaba aproximadamente la mitad del que correspondía en esa fecha al conjunto de España, lo que se explica por la benignidad del clima, que no requiere calefacción en invierno ni refrigeración de aire en verano, así como por la prácticamente nula industria intensiva en consumo de energía como es la siderurgia y metalurgia, industria química de electrolisis, etc.

En 1983, diez años después de iniciada la crisis, el consumo interior de energía fue de 1.473.190 Tm. con un aumento del 31% sobre la de 1973, resultando un promedio por habitante y año inferior en un 60% al del promedio español. Sin embargo, el importe de ese consumo pasó de 4.085. a 60.295 millones con un incremento del 1.376% debido a las diferentes elevaciones de precio del crudo especialmente las producidas a partir de 1979, año en el que el precio del barril experimentó un aumento muy superior al de 1974.

Pero los consumos totales de energía en Canarias en 1973 y 1983 no son únicamente los indicados, sino otros sensiblemente superiores que vienen dados al añadir al llamado mercado de tierra los consumos correspondientes a la navegación marítima y aérea, cuyo volumen conjunto en el Archipiélago, es muy superior, como veremos, al consumo interior hasta ahora considerado..

En efecto, en el año de la iniciación de la crisis se «consumieron» en los puertos y aeropuertos de las islas 4.245.798 Tm. más del triple de la demanda interior con un valor de 7.745 millones de ptas. Sumando, pues, ambos consumos se obtiene la demanda real de energía en ese año que arroja la cifra de 5.365.873 Tm. por un valor de 11.830 millones.

En 1983 al añadir las 2.617.080 Tm. de suministros a barcos y aviones se alcanza el consumo total real que fue de 4.090.270 con una facturación de 144.624 millones de ptas. Hay que decir que en 1983 del consumo total de energía correspondió más del doble, el 64% exactamente, a la demanda de la navegación.

Salvo el suministro a los servicios interinsulares que sí gastan la energía en las islas, pero que frente al total tiene una muy escasa significación, el resto de suministros no se consume digamos auténticamente en Canarias, pero la recepción de los combustibles, su almacenamiento y entrega se hace a través de establecimientos aquí radicados que fomentan el trabajo y han constituido un instrumento decisivo para el crecimiento y desarrollo de las islas.

Aquí no hay siderurgia ni otras industrias de consumo energético elevado, pero contamos con la explotación de formidables puertos y aeropuertos en el Archipiélago que, figurando entre los más importantes de España, en cuanto a suministro de carburantes, demandan y absorben importantes cantidades de energía en forma de combustibles de petróleo.

Así, pues, la realidad es que en estos diez años se ha pasado de un consumo de energía de 5.365.000 Tm. en 1973 a 4.090.270 Tm. en 1983, con un descenso del 24%, y en cuanto a facturación la verdad es que se ha producido un aumento de 11.830 millones a los 144.624 millones señalados, con un salto de 1.122%.

Si se compara ahora, con estas cifras totales, el consumo de energía en Canarias con el existente en otros lugares, la conclusión no es que en Canarias se utilice poca energía, es verdad que se gasta poco para determinados usos, como en el doméstico por las razones antes expuestas, pero se utiliza en gran manera en otros empleos.

Así podemos resumir diciendo que el consumo de energía por habitante en 1983 en Canarias, superó en un 21% a la media mundial y en un 30% al conjunto español, quedando situado en un nivel similar al de la C.E.E.

Veamos ahora la estructura de la demanda energética por sectores de actividad remarcando que la totalidad de la energía primaria que se consume en Canarias procede del petróleo, de ahí la dependencia actual y, como veremos a continuación también, futura de esta materia prima.

En 1983 el consumo presentó la siguiente descomposición final:

	10 <sup>3</sup> Tep	%
TRANSPORTE .....	3.096	75
INDUSTRIA .....	588	14
SERVICIOS .....	211	6
DOMESTICO .....	130	3
AGRICOLA .....	61	2
	<hr/> <hr/> 4.086	<hr/> <hr/> 100

## **Conclusiones:**

Esta descomposición sectorial pone de manifiesto que la actual dependencia de Canarias respecto al exterior no va a mejorar sensiblemente en el futuro, ya que la contribución que en todo caso puedan aportar, en su día, los recursos que ofrecen las islas, no se ajustan a las características de la mayor cuota de demanda energética del Archipiélago que, como se ve, corresponde al transporte, con el 75% del total en 1983 y que fue muy superior en años anteriores antes de la fuerte disminución del tráfico marítimo internacional por la zona de Canarias.

Estas nuevas energías a las que nos referimos son la energía eólica, la de biomasa o la solar, o, incluso, la de mareas, que apuntan ser en una primera aproximación, como las únicas aprovechables por las peculiaridades de la región.

Parece claro que la utilización energética seguirá en un futuro, desde luego distante, basada en el petróleo, ya que este producto, tanto en el transporte aéreo y marítimo, de trascendental importancia en las islas, como en el transporte mecánico por carretera, no tiene hoy por hoy sustitución alguna.

En el mundo industrializado, la importancia relativa del petróleo como fuente energética fue en 1983, según los datos provisionales hasta ahora publicados, del 47% mientras que en España presentó todavía en ese año, el 59% del consumo total, doce puntos por encima de esa media mundial.

En Canarias, lo decimos una vez más, el petróleo cubre el 100 por 100 de la demanda de energía primaria de las islas.

Bien, cuanto llevamos dicho, parece que nos permite alcanzar las siguientes conclusiones:

- La primera es que Canarias tiene un consumo de energía elevado.
- La segunda es que esa energía al ser petrolífera y carecer las islas de tal recurso, deberá seguir importándose. De ahí la dependencia respecto de esta fuente energética.
- Y la tercera que esa importación cuesta mucho dinero, por lo que debe usarse en forma eficiente.

La presencia de tales circunstancias en el consumo energético de Canarias, de total subordinación al petróleo, ha constituido de siempre, una preocupación de buena parte de la sociedad canaria, que se agudizó con motivo de la crisis del 73 extendiéndose a toda la opinión pública, tanto a nivel material de coste de multitud de productos, como a nivel mental pues gran parte de nuestros pensamientos están condicionados por el futuro de la energía.

Se comprende la intensidad con que aquí se vive la crisis cuyas repercusiones iniciales más inquietantes: aumento desproporcionado de los precios e inseguridad de abastecimientos, inciden de lleno en los puntos débiles del modelo energético canario.

La celebración misma de estas Jornadas es una demostración palpable de ello.

Antes de analizar la situación actual de los precios del petróleo y el estado de los abastecimientos de crudo, y de cómo se presentan ambas cuestiones para Canarias en el futuro, parece oportuno preguntarse por el Sector que a su cargo tiene el aprovisionamiento, destilación, distribución y comercialización de este producto energético en las islas, del que tanto dependen.

Echemos, para ello, una rápida mirada al pasado y veamos en primer lugar como nació y se desarrolló.

## **Nacimiento del Sector**

Se podría fijar el año 1862 como la fecha más probable en que comenzó a utilizarse en Canarias el llamado «keroseno del petróleo» que desplazó, con cierta rapidez, dado su bajo precio, a los aceites de esquisto y esperma, comúnmente usado, hasta entonces, como combustible en las lámparas de iluminación.

La procedencia del nuevo y revolucionario producto, ya utilizado tiempos atrás en otros países, era de Estados Unidos, país donde más rápidamente se había generalizado su consumo tras haberse descubierto en 1859, en Pensilvania, un importante yacimiento de crudo a unos 30 metros de profundidad.

Este keroseno de iluminación o petróleo lampante, llegaba a las islas en los famosos «clippers», rápidos veleros americanos que cargaban en el Golfo de Méjico en el estado de Texas, desde donde se exportaba su producción.

Resulta difícil fijar el consumo en el Archipiélago en los años del último cuarto del siglo XIX, ya que su importación se realizaba en latas de cinco galones por los mayoristas de los llamados «coloniales».

Pero, a partir de su introducción, aumentó el consumo constantemente por la creciente utilización del keroseno, conocido posteriormente en las islas como «belmontina», que si bien se vió sustituido en la última década del siglo por el alumbrado eléctrico, el total de productos petrolíferos se compensó con los aumentos experimentados por la gasolina y lubricantes.

Santa Cruz de La Palma fue la primera ciudad en disponer de alumbrado eléctrico en 1894 que, por cierto, se servía de una pequeña central hidroeléctrica. Le siguió en 1897 Santa Cruz de Tenerife, y en 1899 la ciudad de Las Palmas.

En 1902 con la llegada a las islas del primer automóvil, la gasolina se convirtió en el término de algunos años en el derivado petrolífero más útil y de consumo más generalizado.

El parque automovilista en Canarias hasta el año 1925, arroja las siguientes cifras.

A Ñ O S	NUMERO DE COCHES
1902 .....	2
1905 .....	3
1910 .....	30
1915 .....	157
1920 .....	370
1925 .....	1.616

Los primeros importadores de petróleo fueron casas comerciales que, entre otras actividades, eran generalmente consignatarias de buques y, en su mayoría, firmas extranjeras establecidas desde hacía años en las islas, habiendo ocurrido en este caso, como en tantos otros, que los comerciantes con nacionalidad distinta de la española, han sido los pioneros de la innovación y del desarrollo comercial.

El mercado canario de productos derivados era ya por la época de la primera Guerra Mundial lo suficientemente atractivo y presentaba tales posibilidades de futuro que a partir de aquellos años comenzaron a instalarse en las islas una serie de empresas, cuyo único objetivo social era la venta y distribución de productos petrolíferos.

La primera de ellas fue la Vacuum Oil Corporation of Canary Islands, que se estableció en 1917, si bien venía ya operando a través de Elder Dempster desde 1913 y que había popularizado en las islas la gasolina «Sunflower».

La Sociedad Petrolífera Española Schell, filial de la Royal Dutch Shell holandesa, empezó sus actividades en Canarias a partir de 1919 a través de agentes, las firmas Miller y Hamilton, en Las Palmas y Tenerife respectivamente; esta última estableció en Santa Cruz los primeros despachos de carbón para el abastecimiento del tráfico internacional cuando la navegación a vapor iniciaba sus singladuras.

La Shell fue la pionera en los suministros petrolíferos a barcos. En 1919 situó en el Puerto de La Luz al tanker «Strombus» que como pontón inauguró sus suministros con los efectuados al buque español «Mar Rojo». En 1920 fue sustituido por el «Volute» hasta que se inauguró la factoría de esta compañía a finales de 1920.

Al puerto de Tenerife llegó el 2 de Febrero de 1930, el «Trophom» de la misma compañía que, también como depósito flotante, inauguró sus servicios suministrando el «Almirante Cervera» el 5 de Mayo de 1930 y, posteriormente, al «Plus Ultra» el 21 de Septiembre de dicho año.

A estas primeras compañías internacionales siguió, en 1923 la TEXAS que, al igual que las anteriores, empezó sus actividades a través de agentes locales hasta establecerse directamente en Enero de 1934 como TEXACO CANARIAS, S.A.

En aquel mismo año 1923, los empresarios D. Juan Díaz Jiménez, de Tenerife, y D. Julio González, de Las Palmas, comenzaron la comercialización de los derivados de hidrocarburos P.P.P. «Petróleos Porto Pi», empresa ésta con sede social en Palma de Mallorca y de capital mixto hispano francés.

En 1927 se implantó en España el Monopolio de Petróleos, aprobado por el Decreto-Ley 1.142, de fecha 28 de Junio, que tanta trascendencia tuvo para Canarias, puesto que del mismo se derivó la instalación en Tenerife

de la Refinería propiedad de la primera gran empresa privada dedicada a la prospección, explotación, destilación y transporte de petróleo crudo y sus derivados, de capital y gestión netamente españoles.

Para completar la relación de las empresas petrolíferas establecidas en Canarias debemos citar a «Distribuidora Industrial, S.A.» constituída en Octubre de 1933, de capital español, dedicada exclusivamente a la distribución y comercialización de derivados del petróleo en todo el Archipiélago, aunque también fabrica, entre otros, los siguientes productos en su complejo industrial de Tenerife: pinturas, asfaltos oxidados y grasas, para los que utiliza materias primas derivadas del petróleo, «Almacенamientos Petrolíferos Dishell, S.A.» fundada en 1952, que presta servicios de recepción y almacenamiento de combustibles en La Palma, con instalaciones en Breña Alta, «Esso Española, S.A.» que efectúa servicios de bunker en el Puerto de Las Palmas, y la importación y comercialización de aceites marinos y de consumo interior. Por último reseñar la presencia de otras empresas que como «BP Española de Petróleos», «Camping Gas Española, S.A.» y «Organización Comercial de Hermanos Artiles», se dedican únicamente a la comercialización de algunos derivados específicos del petróleo: lubricantes la primera y gases licuados del petróleo las restantes citadas, aunque por lo que se refiere a Camping Gas Española, S.A., dispone de una planta industrial propia en Tenerife para el llenado de los envases de gas.

### **Perspectivas futuras**

Volvamos ahora, por un momento, al punto en el que antes nos detuvimos y analicemos las perspectivas del sector en Canarias. Concretamente nos preguntamos: ¿Cómo se presenta el futuro en cuanto a precios y disponibilidades del petróleo?

La perspectiva que da el tiempo transcurrido desde el

principio de la crisis permite ir comprendiendo que con respecto a los precios del petróleo, las fuerzas del mercado han tenido más que ver que la propia OPEP. Esta Organización de países exportadores de petróleo, formada en 1961 como respuesta a una reducción del precio del petróleo, iniciada unilateralmente por importantes compañías compradoras, recibió poca atención hasta 1970 en que formalmente se trazaron el programa de mover los precios hasta situarlos cerca de aquellos otros correspondientes a las fuentes energéticas alternativas, aunque no a la altura del verdadero valor del uso del petróleo. La OPEP ha llevado a cabo, a partir de 1973, una redistribución del inmenso margen existente entre el costo del petróleo para el productor y el valor para el usuario, un margen que hasta entonces se utilizaba con el fin exclusivo de cimentar y mejorar la calidad de vida de los países consumidores. Téngase en cuenta que la extracción del petróleo es barata, únicamente uno o dos dólares por barril en Oriente Medio, y que el valor a la hora de usarlo va más allá de los 100 dólares por barril en los complejos petroquímicos y como carburante para automóviles.

Producido este ajuste del precio del petróleo en relación a las otras fuentes energéticas alternativas, su cotización a partir de entonces se ha movido por la ley de la oferta y la demanda, de tal modo que en estos últimos años, debido al menor consumo que procede de la crisis económica internacional, junto a medidas de ahorro y utilización de otras energías, se ha mantenido estable e incluso ha descendido.

Con respecto al abastecimiento de petróleo, cuestión que constituye el otro foco de preocupación y que se generó en los años de la crisis por la escasez, amenazas y embargos que hicieron determinados productores árabes, hoy puede decirse que si bien el Oriente Medio sigue siendo una zona conflictiva por los problemas que allí existen de los que es una muestra palpable la larga guerra entre Irak e Irán con riesgo del cierre del estrecho de Ormuz, por donde pasa una gran parte del petróleo que

viene del Golfo Pérsico, existen otras zonas productoras de petróleo en el mundo que no presentan esa inestabilidad política. Nos referimos fundamentalmente a los yacimientos del Mar del Norte y Canadá. Existen también nuevas e importantes zonas productoras: Oeste de Africa, Indonesia, América Central, etc. que amplían considerablemente las posibilidades de los abastecimientos.

En cuanto hace relación a nuestro país, desde el año pasado se registró un cambio importante en el aprovisionamiento de crudos al descender las compras en Arabia Saudí en un 38,3%, pasando a ser Méjico nuestro principal proveedor que ha desplazado a Arabia Saudí como proveedor prácticamente único. La mayor dependencia del petróleo mejicano frente al árabe sitúa a nuestro país en un terreno algo más favorable para el caso de una crisis de suministro.

Resumiendo puede afirmarse, teniendo en cuenta lo expuesto, que salvo situaciones críticas o grandes catástrofes mundiales el petróleo podrá ser comprado, en los próximos años, a precios estables y si las monedas europeas aumentan su valor respecto al dólar como ha ocurrido en estos dos últimos meses, las compras de estos países, entre ellos España, podrán realizarse a precios relativamente ventajosos.

Por lo que se refiere a Canarias, el abastecimiento queda aún más garantizado por el hecho de contar en la región con una Refinería, de capacidad de destilación superior a las necesidades del Archipiélago, y por la presencia de empresas petrolíferas internacionales que disponen de yacimientos y refinerías en muchas partes del mundo y lógicamente en situaciones de emergencia tratarían de atender antes que a otros, a sus propias organizaciones y mercados.

### **Verdadero problema energético en Canarias.**

Puesto que en el precio del crudo y su disponibilidad

nada se puede hacer desde Canarias por ser problemas exógenos a ella, y cuya evolución seguirá como hemos indicado, las fluctuaciones mundiales de la oferta y demanda, cabe preguntarse qué puede hacerse, entonces, desde dentro para obtener esa necesaria seguridad y qué puede hacerse que incida favorablemente en el precio.

Nuestra respuesta a tal planteamiento no puede ser otra que afirmar que la economía del petróleo en Canarias pasa necesariamente por estas dos posibilidades:

- ahorro energético.
- optimización del sector en el Archipiélago.

Por lo que se refiere al primer punto, es evidentemente de una lógica aplastante, pero debemos reconocer que sólo se ha hecho patente cuando la energía ha alcanzado cotas de precios considerablemente elevadas.

El tiempo limitado de que disponemos no nos permite incidir más en esta cuestión, pero digamos solamente que estudios solventes realizados indican que la cifra de ahorro neto alcanzable en Canarias, en el mercado interior, estaría en torno a los 3.000 millones de ptas. anuales, incluyendo las economías que podrían obtenerse en la utilización de energía secundaria.

Evidentemente 3.000 millones de pesetas de ahorro neto anual en Canarias es una cifra que exige toda una política amplia y exigente por parte de la Administración con adecuadas medidas que fomenten la austeridad energética empezando por una política de precios realista.

Pero más aún exigirá una respuesta individual por parte de todos los consumidores, empresarios y trabajadores del transporte, empresarios y técnicos del sector industrial y del de hostelería y finalmente del sector doméstico. Debe conseguirse, en fin, una mentalización adecuada de todos los individuos en el seno de la familia y de los centros de enseñanza de todos los niveles y para todas las edades, que

haga ver la importancia enorme de administrar cuidadosamente un bien tan escaso y tan costoso como es la energía.

La otra posibilidad de obtener economías es la optimización del sector petrolífero, aspecto éste que a continuación se analiza.

### **Estructura del Sector**

La actividad del sector en el Archipiélago podría definirse, en sentido restringido, como el conjunto de operaciones que comprenden en una primera fase el transporte, recepción y refino de crudos, y en una segunda la distribución y comercialización de productos destilados. Veamos a continuación, aunque sea muy esquemáticamente, el proceso de cada una de las dos fases:

La recepción de crudos se efectúa a través del terminal submarino de La Hondura, propiedad de Cepsa, que con un calado de 30 m. permite operar a buques de hasta 240.000 T.P.M. Dispone de campo de boyas, con 6 boyas de amarre, y está unida a tierra con una línea submarina de 1,05 m. de diámetro, que puede proporcionar una capacidad máxima de descarga de 10.000 m<sup>3</sup>/hora.

La Refinería es la más antigua de todas las españolas, la cual ha ido modernizándose y ampliándose en todas sus instalaciones, adoptando e incorporando las tecnologías más modernas de este tipo de industrias que están preparadas para tratar crudos de las más distintas especificaciones y procedencias.

No me extiendo en más comentarios sobre esta importante industria, pues este tema ha sido tratado en la conferencia **«Sector refino en Canarias»**.

La segunda fase se inicia con la salida de los productos de la Refinería, que por lo que a los envíos a las otras islas se refiere, el tráfico se realiza en su mayor parte a través del puerto petrolero construido por Cepsa en La Hondura.

Consta de un dique muelle de 118 m. de línea de atraque, con 8m. de calado y de una plataforma metálica totalmente independiente del dique muelle, unida a tierra por una pasarela en la que se sitúan las mangueras de conexión buque tanque, el cual amarra a «duques de Alba» formados por tubos hincados en pozos abiertos en el fondo rocoso, que permite operar buques de hasta 25.000 T.P.M.

La actividad de la distribución y comercialización tiene en el Archipiélago una gran importancia, mucho mayor que en la zona peninsular, puesto que exige disponer de numerosas y complejas instalaciones para asegurar adecuadamente el abastecimiento de la amplia variedad de productos en cada uno de las islas. A este respecto, debe tenerse en cuenta que lo concreto del territorio que integran las siete islas, 7.200 Km<sup>2</sup> ocupa de hecho una zona geográfica extendida en una superficie de alrededor de 60.000 Km<sup>2</sup>.

El transporte primario de la distribución se efectúa a las islas por buques tanques de Cepsa y Naviera Petrogás, S.A. fundamentalmente, que tienen a disposición de este servicio una flota integrada por petroleros, butaneros y asfalteros y cuyas dimensiones unitarias van desde 488 a 5.730 T.P.M.

Todas las islas disponen de factorías costeras que reciben los productos de los buques a través de líneas de conexión de estos centros de almacenamiento con los puertos y que posibilitan, desde el punto de vista operativo, el cambio de uno a otro medio de transporte a la par que se constituyen en reservas que garantizan unas autonomías de existencias equivalentes, como media, a unos 35 días de consumo. Las factorías portuarias sirven de nexo entre las etapas del transporte marítimo o primario y el secundario o capilar, entendiéndose este último como la fase final de la distribución, esto es, el transporte hasta las estaciones de servicio o los clientes. El transporte secundario, mayoritariamente transporte por carretera, realizado por camiones cisterna, se efectúa también por oleoductos cuya longitud

se ha incrementado en los últimos años, habida cuenta de su rentabilidad a partir de un cierto valor mínimo de flujo, al reducirse apreciablemente los costes a medida que aumenta éste. Los grandes consumidores se suministran por este sistema: de la Refinería directamente, como el aeropuerto de Los Rodeos, o de las factorías costeras de almacenamiento. Así el complejo de Jinámar, en el que están emplazadas centrales eléctricas y plantas potabilizadoras, con un consumo de fuel que en 1983 fue de 288.000 Tm. se abastece de la factoría petrolífera de DISA en Salinetas. a través de un oleoducto de 30 cm. de diámetro y 9.750 m. de longitud. Asimismo, el aeropuerto de Gando recibe los 266.000 m<sup>3</sup> de distintos carburantes aviación consumidos en 1983 a través de un conjunto de tuberías de 7,5, 10 y 15 cm. de diámetro y 6.568 m. de longitud. Del total de suministros de la citada factoría, el 65% se efectúa por tubería, el 29% por camión cisterna y sólo el 6% envasado.

La capacidad útil de almacenaje de las factorías del Archipiélago, por lo que a combustible de consumo interior, aviación y asfaltos se refiere, se indica en el siguiente Cuadro:

#### FACTORIAS PETROLIFERAS EN EL ARCHIPIELAGO

PRODUCTOS	CAPACIDAD M <sup>3</sup>
GASOLINA SUPER .....	18.995
GASOLINA NORMAL .....	2.275
COMBUSTIBLES AVIACION .....	47.780
GASOLEO .....	30.216
DIESEL .....	1.717
FUEL .....	34.260
ASFALTOS .....	3.500

Mediante el transporte por camiones cisterna se abastecen las estaciones de servicio y otros centros de

consumo que, en conjunto, representan el último eslabón de la cadena petrolera.

Las estaciones de servicio, puntos de rápido suministro de gasolina, gasóleo y lubricantes, constituyen, como es bien sabido, el complemento indispensable de toda carretera, y, a pesar de las dificultades derivadas del suelo canario para emplazarlas adecuadamente, por la constante presencia de la montaña que dificulta cumplir las rígidas especificaciones de accesos, zonas de aparcamientos, edificaciones al eje de la carretera, etc., se puede decir que tales establecimientos, en conjunto, cubren satisfactoriamente las necesidades del parque insular. Todas de diferentes estilos, aunque naturalmente las de la misma firma luciendo su imagen peculiar, están dotadas de los equipos convenientes, compaginando la amplitud y atractivo con el servicio y ayuda al usuario de la carretera. Las más importantes de ellas, aparte de las instalaciones específicas de abastecimiento de combustible, lavado y engrase, ofrecen servicios de teléfono, botiquín, sala de espera, venta de accesorios y, en algunas, bar o cafetería.

El número de estaciones ha aumentado en estos últimos años de acuerdo con el crecimiento del parque de vehículos. En el siguiente Cuadro se indican las estaciones existentes en 1964 y 1982, así como el promedio de distancias entre ellas en función de los Km. de carreteras:

#### NUMERO DE ESTACIONES DE SERVICIO ENTRE 1964 Y 1980

AÑOS	NUMERO ESTACIONES	Km. CARRETERA ESTATAL	Km./EST.
1964 ...	154	1.517,74	9,8
1980 ...	245	1.718,2	7,

Por lo que se refiere a la distribución de G.L.P., la estructura es similar a la de los otros combustibles, efectuándose la recepción en las plantas de llenado a través de gasoductos que unen a éstas con los puertos. En el Cuadro que sigue se indica la capacidad de las siete plantas de llenado de botellas domésticas e industriales existentes en las islas:

#### PLANTAS DE LLENADO Y TRASVASE DE G.L.P.

EMPLAZAMIENTO	CAPACIDAD Tm.
TELDE .....	2.911
SANTA CRUZ DE TENERIFE .....	1.030
ARRECIFE .....	447
PUERTO DEL ROSARIO .....	158
BREÑA BAJA .....	448
SAN SEBASTIAN DE LA GOMERA	296
PUERTO DE LA ESTACA.....	60

El butano o propano se trasvasa a las botellas para, posteriormente en camiones especiales acondicionados para este transporte mediante «pallets», enviarse a los centros de almacenamiento situados en las distintas zonas del interior, desde donde finalmente se efectúa el reparto local a usuarios. Las diversas operaciones que se han de realizar en estas plantas exigen la existencia de áreas de almacenamiento, de depósitos de almacenaje, de estaciones de bombeo y de compresión, de circuitos interiores de distribución de G.L.P. a presión, de medios de manipulación, de superficies que permitan el aprovisionamiento de botellas y la circulación interior de los camiones. El espectacular avance en el campo tecnológico ha logrado mejoras sensibles en la seguridad, automatización y fiabilidad en todos los elementos que constituyen una planta de envasado de gas.

Como síntesis de lo apuntado hasta aquí sobre la distribución y comercialización, debe remarcarse que esta fase de la cadena petrolera en Canarias, viene más determinada por el carácter insular del territorio que por la propia dimensión de la demanda. Piénsese que, en la distribución de G.L.P., por ejemplo, BUTANO, S.A. cubrió la demanda de gas en la Península en 1980, que fue de 2.408.473 Tm., con 36 plantas de llenado, lo que equivale a un promedio de tratamiento de 67.000 Tm., por planta. En el Archipiélago, el consumo de gas en ese año fue de 67.382 Tm., resultando un promedio de llenado de únicamente 9.626 Tm. por planta, y aunque lógicamente la capacidad de las plantas peninsulares son mayores que las de Canarias, existe, sin embargo, una serie de aspectos en ambas que son muy similares: terrenos, dotación de agua, energía y otros servicios, aparte de que las plantas de las islas tienen una parte de su infraestructura que es portuaria, con la complejidad que ello conlleva.

La misma consideración cabe hacer sobre las factorías del Archipiélago, cuyas características, número y equipamiento, son superiores, en proporción, a las de CAMPSA en la Península. E igualmente ocurre con las estaciones de servicio, debido tanto a la división insular del territorio como a la mayor segmentación de núcleos de población. En la Península, el 31.12.80 había en funcionamiento 3.335 estaciones de servicio con 79.274 Km. de red estatal de carreteras, resultando un promedio de 23,7 Km. por estación, cuando en Canarias en esa fecha la proporción resultante era de 7 Km. por estación. Como es natural, estos promedios son simplemente indicativos, pues ya se entiende que en ninguna ruta la distancia entre estaciones es uniforme y, por otra parte, está la necesaria desigualdad entre las zonas rurales y urbana, pero, en cualquier caso, los datos son indicativos del mayor nivel de equipamiento que en este tema concreto de la actividad petrolera, como en otros de la misma, tiene Canarias con respecto a la Península.

## **Posibilidades de actuación.**

Como ha quedado dicho, el sector petrolífero en Canarias abarca el refino, la distribución y la comercialización, además del aprovisionamiento inicial, por lo que se trata de un modelo de un sector ciertamente extenso, que comprende, excepto la prospección y extracción, todas las etapas de la cadena petrolera.

Cuenta con instalaciones que han requerido fuertes inversiones y ocupa de forma directa un censo de 5.100 personas, si bien se ha de precisar que en conjunto genera un muy escaso valor añadido.

La facturación total del sector en 1983 se dijo antes que ascendió a 144.624 millones de ptas. y corresponde aproximadamente a la misma cantidad que la facturación conjunta de los sectores turísticos y de exportación y producción de plátanos efectuada por las provincias de Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria durante dicho año. Solo el avituallamiento de combustible a buques en 1983 duplicó la facturación correspondiente a la exportación de plátanos. Estos datos pueden dar idea de su entidad en el contexto socioeconómico del Archipiélago, habida cuenta de la magnitud de los sectores con los que los hemos comparado.

✦ La importancia de las empresas nacionales e internacionales que integran el sector, así como el régimen de competencia en que de siempre ha actuado en el mercado canario tanto en el interior como en el de suministros a la navegación, ha hecho que el sistema de refino, distribución y comercialización se haya optimizado al máximo, en tecnología, en dimensión de plantillas, en automatización y en proceso de gestión.

✦ Es un sector en el que el entorno cambiante y complejo en el que siempre se ha movido, junto a la competencia permanente que tiene, han aportado una presión de cambio e innovación permanente.

Así los cambios de precio de la energía, su propia materia prima, en los factores de producción, junto con el mayor coste del dinero y la inflación, las dificultades de aprovisionamiento cuando las ha habido, las regulaciones gubernamentales, la oscilación internacional, las variaciones de la demanda, enmarcado todo ello en una mayor competitividad, han hecho que las técnicas de aprovisionamiento almacenamientos, distribución, transporte, dentro de un esfuerzo de adaptación permanente, ha llevado a realizar continuos ajustes en cada compañía, intentando con ello mejorar su posición comercial y su eficacia ante el cliente.

El esfuerzo ha supuesto, con frecuencia, un incremento de inversiones, de necesidades financieras para cambiar las estructuras anteriores logrando permanentemente una eficacia como fuente de reducción de costes y de mejora de su nivel de servicio.

Esta situación en la que se encuentra el sector, que puede catalogarse de optimización globalizada, proporciona unos «standars» de precio-servicio en el Archipiélago que se comparan ventajosamente con los de otros territorios, salvando claro está, la incidencia por la insularización del territorio.

### **Cara al futuro**

A nivel nacional la entrada en el Mercado Común exige la desaparición del Monopolio y abrir el mercado español a cualquiera que quiera operar en él, es decir, a las multinacionales.

Tal circunstancia obligará a realizar un proceso de reconversión y adaptación a las exigencias de un mercado competitivo que ya se inició en 1983 con la firma del Protocolo de Reordenación del sector del refino, que gira alrededor de lo que se ha dado en llamar la Nueva Campsa.

La desaparición del «paragua protector» que en la

Península constituye el Monopolio requerirá como decimos un esfuerzo de reconversión y adaptación que en Canarias, por contra, no es necesario puesto que el sistema de competencia en el que, desde siempre, ha actuado el sector aquí ya, es igual al que se trata ahora de modelar en el área del Monopolio.

## **CONCLUSIONES GENERALES**

Las perspectivas actuales en lo referente a disponibilidades de petróleo, así como a la evolución de sus precios, son mucho más alentadoras que las de los últimos años.

La oferta ha aumentado considerablemente y los precios, como se ha indicado anteriormente, se han estabilizado, e incluso se apunta por parte de Organismos de la mayor solvencia, que éstos pueden bajar en los próximos años.

Esta favorable evolución que viene experimentándose en el mundo del petróleo, ha disminuído, evidentemente, los riesgos de desabastecimientos, por los que unido a la innegable situación geográfica de Canarias dentro de importantes rutas petrolíferas internacionales, así como la existencia de una importante Refinería y la presencia de las grandes Compañías internacionales aquí establecidas, proporcionan hoy por hoy una razonable seguridad de suministro al Archipiélago.

Ello no obstante, la búsqueda de recursos propios alternativos del petróleo, así como la implantación de medidas de ahorro que eviten el despilfarro y los usos inadecuados de la energía, deberían ser, a nuestro juicio, los objetivos básicos de toda política energética en las Islas Canarias, la cual debería, asimismo, contemplar el crecimiento del consumo, pues, de lo contrario, es sabido que representaría una merma en el nivel de vida de su población.

**JORNADAS DE POLITICA ENERGETICA**  
16 y 17 de Marzo de 1984

**LOS PRECIOS DE CARBURANTES  
EN LA REGION CANARIA**

Conferenciante:  
Fernando Redondo Rodríguez

## TITULO: LOS PRECIOS DE CARBURANTES EN LA REGION CANARIA

(Esquema de la Conferencia)

Dada la finalidad de las presentes Jornadas sobre Política Energética, de promover el debate y estudiar las posibilidades de una política específica para Canarias, intentaré centrarme más en aspectos descriptivos que en simples conclusiones o análisis, que deberán precisamente salir de estas Jornadas.

2 }  
7 }  
Canarias, por su situación geográfica y el Régimen fiscal específico que la sitúa fuera del monopolio de petróleos, tiene una especial sensibilidad a los usos de determinados combustibles y sus respectivos precios; además es un sistema cerrado y en cierta forma diferente del resto nacional. A lo largo de la conferencia, es esto, lo que se intentará desarrollar.

En primer lugar, hay que hacer notar que cuando hablamos de precios internacionales de la energía, no podemos entenderlos en el sentido amplio, de la formación de los mismos en un mercado libre y con libre competencia.

2 }  
El mercado internacional de los combustibles es un oligopolio de oferta dominado por «cartels», donde los precios responden a diversas presiones y causas extraeco-

2) nómicas.

Una vez analizado este aspecto, se describe en el punto 1, la formación de los precios en las islas. De esta forma, puede verse, que Canarias no se diferencia en cuanto a los costes ó Pm, de los del resto nacional (excepto en un pequeño componente en el coste de transporte). Sin embargo, la diferente estructura del consumo ponderado, sí afecta a los precios finales.

En el segundo apartado, (2) se comenta, las grandes líneas políticas que a partir de 1975 se ha seguido en Canarias, en materia de fijación de precios, y con ello, podrá verse qué consumos se han subvencionado, y cuáles, por motivos de política nacional, han incidido de forma negativa en nuestra estructura.

Por último (3) se describen algunas otras transferencias y subvenciones, que están implícitos en el sistema de precios energéticos, dándose un orden de magnitudes.

Para el corto espacio de tiempo transcurrido desde el inicio de la crisis del 73, y sobre todo, porque el Gobierno Español, dilató la adopción de medidas en varios años, es difícil realizar un análisis del impacto de los precios sobre la demanda en el campo de las elasticidades y sus respectivas sustituibilidades. Es decir, dependen del tiempo de obsolescencia y nuevas formas de energía.

Otro aspecto que también debería analizarse en profundidad es en qué medida afecta a los coeficientes técnicos estructurales, el incremento del precio de la energía, produciendo alteraciones en la estructura relativa de la actividad económica tendencial.

Sin temor a equivocarnos, y dado que el consumo de T.E.C. por millón de habitantes y millón de pesetas se ha mantenido, es que se ha producido un mejor aprovechamiento energético. El «gap» entre la oferta y la demanda no ha tenido más solución que una elevación de los precios y a

una lenta recesión económica.

Por último, debo aclarar, que dado que en Canarias sólo hay una empresa suministradora de combustible, en la obligación de mantener el debido secreto profesional, no se aportan datos de costes y estructura productiva.

## **APARTADO 1**

### **La situación en Canarias:**

Tomando como punto de partida el año 1959; en que se dicta la Orden de 29 de Julio (con el Plan de Estabilización) se fija la libertad en el Archipiélago de importación y comercio de los crudos. Durante este período hasta 1967, los precios se mantuvieron, e incluso sufrieron alguna reducción.

En noviembre de 1967, como se recordará se producen la devaluación de la peseta y una serie de medidas estabilizadoras como fueron congelación de sueldos y salarios, aumento de la presión fiscal, derechos ordenados a la exportación, etc... con este motivo, se establecen nuevas normas que siguen prácticamente en vigor actualmente: Los precios ex-refinería, debían ser aprobados por la Comisión Delegada de Asuntos Económicos y posteriormente por el Gobierno a propuesta de la Junta Central de Precios.

### **¿Cómo se fijan los precios?**

Aunque ha sufrido algunas pequeñas variaciones, el sistema que se sigue es el definido en el acuerdo de la Comisión Delegada de Asuntos Económicos de 26 de Febrero de 1971.

El procedimiento, que seguramente será conocido por muchos de los asistentes, puede ser ilustrativo para el gran público de Canarias. Se expondrá de la forma más breve

posible (para este apartado hemos utilizado el trabajo de Gafo y Borrell en ICE).

### **Período de referencia:**

En principio debería ser anual, es decir se hacen previsiones de consumo y precios, y posteriormente, aunque se realizan liquidaciones trimestrales, hasta transcurridos un cierto período de tiempo, no pueden considerarse definitivas.

### **Cálculo del Pm:**

Por cada Tm de crudo destilada, se abona a la empresa refinadora un precio medio ponderado calculado de la siguiente forma:

$$Pm = 1.01 (C + T + M)$$

1) Término C: Cada empresa lógicamente tendrá sus características distintas de crudos y distintos precios. En principio se toma un crudo de referencia que es el Arabia Liger FOB desde Rastanura. A éste se le calcula el «posted price» en caso de alguna rebaja y en función de los crudos de cuotas adquiridos en Comercio de Estado. Esto se realizaba a través del Ministerio de Comercio.

2) Término T: Representa la retribución de la actividad transporte. Se calcula de la siguiente forma:

$$T = aS + bI$$

S: pretende representar, el coste de transporte en bandera nacional de la Tm de crudo y el I representa el coste en caso de ser bandera extranjera. Deben convertirse estas unidades en unidades monetarias por Tonelada. No vamos a entrar en las operaciones que deben efectuarse, pero se basa en baremos teniendo en cuenta: los niveles (worldscale) por tonelajes, tarifas Flat medias ponderadas y trayectos de referencia.

Los parámetros a y b representan respectivamente, el coste del transporte en función de la proporción de la actividad toneladas/millas que cada empresa realiza ya sea en bandera nacional o extranjera. Estos cálculos los realiza la Subsecretaría de Marina Mercante.

3) Término M: representa el margen de refino, y recoge todos los costes reales de operación y funcionamiento de la compañía refinadora, así como la retribución del capital invertido. El valor se considera el mismo para todas las empresas de refino, independiente de sus estructuras productivas y financieras reales. Se toma una refinería tipo de 6 millones de Tm y se incluyen los siguientes elementos de coste:

Costes variables:

- Unidos a la compra y transporte:
  - \* seguros de transporte
  - \* impuestos sobre flete
  - \* gastos bancarios
  - \* financiación del circulante
  - \* seguros de almacenamiento
- Otros gastos:
  - \* productos químicos y catalizadores
  - \* servicios auxiliares
  - \* tarifas portuarias
- Costes fijos:
  - \* amortización y retribución capital fijo
  - \* personal
  - \* seguros e impuestos
  - \* estructura
  - \* mantenimiento

Así, de esta forma, se calculan los Pm es decir el precio de la tonelada de crudo destilado. Para obtener el precio de los productos refinados individualizados, se utilizan dos

nuevos elementos: Los precios internacionales medio ( $C_i$ ) y el cálculo de los precios de los productos ( $P_i$ ).

### **Precio de los Productos Refinados:**

Para cada uno de los productos petrolíferos considerados se calcula un estimador de precios medio en el mercado internacional durante el período de referencia. En segundo lugar, se incorpora la estructura de demanda del mercado canario ponderando el peso de los distintos productos y así se llega a los precios de los distintos productos con la fórmula  $P_i = C_i + (P_m - C_m)$ . Siendo  $C_m$  el precio internacional medio, ponderado por la estructura de la demanda de Canarias.

Es en esta última etapa donde la Administración Autónoma Canaria, puede influir a través del control y certificación de los distintos consumos, como a través de las propuestas para aplicar los distintos  $P_i$  de los productos vendidos en el mercado interior.

### **Breve evolución histórica de los Precios en Canarias:**

En los cuadros adjuntos se reflejan los incrementos de precios en los últimos años. Con la entrada en vigor de la nueva Ley de Régimen Económico y Fiscal, la extinguida JEIC (Junta Económica Interprovincial de Canarias) realiza algunas peticiones sobre modificaciones en los precios de los combustibles. Hay que recordar, que como situación específica de Canarias, seguía existiendo la Junta Regional de Carburantes, presidida por el Capitán General de Canarias. Por fin, a fines de 1976, de una manera más formal, participa dicha JEIC en la fijación de los precios.

En otras ocasiones, se expone la estructura del consumo interior de Canarias, así como las distintas evoluciones. No obstante a título de ejemplo puede observarse que la diferencia entre el precio que matemáticamente sale como « $P_i$ » en Canarias y el que realmente se aplicó denota

aquellos productos que recibieron una subvención indirecta y además, podemos valorar su cuantía.

En el cuadro E puede observarse lo ocurrido entre los años 1971 y 1976.

## APARTADO 2

De una forma esquemática los programas de actuación han sido los siguientes:

- a) Con objeto de no provocar transferencias de rentas sin ningún otro resultado económico, los precios de navegación aérea y marítima tienen que ser idénticos al del resto nacional.
- b) Resolver las dificultades de coordinación entre las plantas potabilizadoras y el sistema eléctrico.
- c) La fijación de los precios de venta al público, se hará con el acuerdo del Gobierno de Canarias.
- d) Las bonificaciones existentes en el territorio nacional se hacen extensivas a Canarias (pesca, navegación, fertilizantes, etc...).
- e) En el sistema eléctrico, se intenta un doble efecto producto de la especialidad insular canaria.
  - 1. Las tarifas serán iguales al resto nacional.
  - 2. Se fomentará el uso más racional del mismo con tarifas especiales (agua, horas-valle, etc...)
  - 3. El precio de su combustible será el mismo que el nacional, desapareciendo subvenciones encubiertas.
- f) Para paliar determinadas distorsiones, se mantendrá una subvención al sistema de precios.

### Apartado 3

En este último apartado, se expondrán las transferencias que vía precios, se producen entre los distintos usos. Así, por ejemplo, desde Enero de 1975, el Fuel-oil para eléctricas, tiene una importante subvención de todo el sistema, que se recauda a través principalmente de las gasolinas. Además de la subvención de OFICO y UNESA, que sólo en período de 1975 a 1981 importó la cifra de 20.646,10 millones de pesetas.

Igual transferencia se produce con el Fuel-oil para potabilización que oscila en los últimos años en una media de 350 millones/año.

Por último, aunque técnicamente, el sistema de precios en Canarias, se configura como un sistema cerrado, la libertad de comercio, está provocando algunas distorsiones con los precios internacionales, que actúan como precios de referencia.

**PRECIOS PRODUCTOS PETROLIFEROS (Canarias)**

PRODUCTOS	12.1.74	11.2.74	2.3.74	25.1.75	15.11.75	8.3.76	27.8.76	24.5.77	21.11.77
Gasolina Superpts/1	11,30	—	14,30	—	15,70	17,70	19,70	24,10	26,80
Gasolina normal »	9,00	—	13,00	—	13,60	15,60	17,40	18,10	23,80
Keroceno »	5,30	—	8,80	—	—	—	—	—	—
Gas-oil u. grales (surtidor) »	3,65	—	6,75	7,20	8,10	—	—	8,90	12,70
Gas-oil ind. (fac) »	3,20	—	6,30	6,75	7,25	—	—	7,60	12,70
Fuel-oil ind. (fac) pts/Tm	—	—	3.274	4.074	4.674	—	—	—	6.750
Fuel-oil energético (Factoría) »	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Diesel-oil energético (La Palma) »	2.940	—	6.048	7.170	—	—	—	—	—
Fuel-oil Unelco Caletillas (1) »	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Fuel-oil Guanarame »	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Fuel-oil Unelco Cervera (1) »	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Fuel-oil potabilizadora. (Lanzarote) »	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Fuel-oil energético (fact.) »	—	1.400	2.400	—	—	—	—	—	—
Fab. cemento (factoría) (2) »	—	1.400	3.200	—	3.800	—	—	—	6.300
Fuel-oil electricidad (factoría) »	—	—	—	3.200	3.750	—	—	—	4.380
Fuel-oil potabilizadora (fact.) »	—	—	—	2.700	3.070	—	—	—	—
BUTANO (botella 13 Kg.) pts/bot	124	—	146	174	184	—	—	—	226,98
Fuel-oil C.D. (Crudo) pts/Tm	—	—	—	—	—	—	—	—	—

(1) A partir del 16.8.71 estos precios se unifican con el fuel-oil energéticos.

(2) El fuel-oil para fábricas de cemento era fuel-oil industrial hasta 15.8.71. A partir del 15.8.71 es fuel energético.

**PRECIOS PRODUCTOS PETROLIFEROS (Canarias)**

PRODUCTOS	1.1.67	1.7.67	12.7.67	22.2.68	22.11.68	1.1.70	15.1.71	16.8.71	1.1.73	31.12.73
Gasolina Superpts/1	4,30	4,45	5,45	5,65	5,35	—	5,45	6,50	6,80	6,80
Gasolina normal »	3,95	4,10	5,10	2,26	4,96	—	5,05	6,15	6,00	6,00
Keroceno »	3,40	—	—	3,57	—	—	—	4,30	4,20	4,20
Gas-oil u. grales (surtidor) »	2,40	—	2,50	2,63	—	—	2,70	3,30	3,25	3,25
Gas-oil ind. (fac) »	2,00	—	2,20	2,33	—	—	—	2,85	2,80	4,80
Fuel-oil ind. (fac) pts/Tm	1.160	1.235	—	1.332	—	—	—	1.740	1.724	1.724
Fuel-oil energético (Factoría) »	—	—	—	—	—	—	—	1.375	1.368	—
Diesel-oil energético (La Palma) »	—	—	—	2.100	2.358	—	—	2.585	2.607	2.607
Fuel-oil Unelco Cervera (1) »	850	—	—	920	—	980	—	—	—	—
Fuel-oil Guanarame »	886,66	—	—	986,66	—	—	—	—	—	—
Fuel-oil Unelco Cervera (1) »	850	—	—	920	—	980	—	—	—	—
Fuel-oil potabilizadora. (Lanzarote) »	1.220	—	—	1.320	—	—	—	—	—	—
Fuel-oil energético (fact.) »	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.368
Fab. cemento (factoría) (2) »	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1.368
Fuel-oil electricidad (factoría) »	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Fuel-oil potabilizadora (fact.) »	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
BUTANO (botella 13 Kg.) pts/bot	100	—	—	—	—	—	—	120	118	118
Fuel-oil C.D. (Crudo) pts/Tm	1.385	—	—	1.488	—	—	—	1.833,37	1.840,21	—

(1) A partir del 16.8.71 estos precios se unifican con el fuel-oil energéticos.

(2) El fuel-oil para fábricas de cemento era fuel-oil industrial hasta 15.8.71. A partir del 15.8.71 es fuel energético.



C - 1

## AREA CANARIAS

	2-julio-79	8-enero-80			1-julio-80			4-diciembre-80		
		P.V.P.		%	P.V.P.		%	P.V.P.		%
BUTANO-PROPANO	21.692 K.	27,69	6,0	27,66				31,538 K.	3,84	13,9
GASOLINA SUPER	35	40,50	5,5	15,71				43,50	3	7,4
GASOLINA NORMAL	33	37,00	4	12,12				40,00	3	8,1
KEROSENO CTE.	16,8	23,80	7	41,67				26,80	3	12,6
KEROSENO AV.	13,50	21,00	7,5	55,56	25,00	4	19,05	28	3	12
G.O.										
G.O. menor	17	22	5	29,41				26	4	18,2
G.O. mayor	14,85	19,79	4,94	33,27				23,22	3,43	17,3
G.O. naveg.	15	19,00	4	26,67	23,00	4	21,05	25,50	2,5	10,9
P.O.										
nº 1 industrial	8.300	11.000	2.700	32,53				13.000	2.000	18,2
nº 1 navegación	8.300	11.000	2.700	32,53	13.000	2.000	18,18	15.000	2.000	15,4
nº 2 industrial	7.800	10.200	2.400	30,77				12.200	2.000	19,6
nº 2 navegación	7.800	10.200	2.400	30,77	12.200	2.000	19,61	14.200	2.000	16,4
nº 2 eléctricas	5.130 *	8.830	3.700	72,12				10.800	2.000	22,6
nº 2 potabilizad.	3.920 *	6.320	2.400	61,22				7.820	1.500	23,7

\* Desde -6-79

## AREA MONOPOLIO

	P.V.P.	7-enero-80			6-junio-80			4-diciembre-80		
	2-julio-79	P.V.P.		%	P.V.P.		%	P.V.P.		%
BUTANO-PROPANO	22.960 /Kg.	28,80	5,84	25,44	31,60	2,8	9,72	36,00 Kg.	4,40	13,9
GASOLINA SUPER	46/1.	54	8	17,39	58	4	7,41	61	3	5,2
GASOLINA NORMAL	40 »	48	8	20,0	52	4	8,33	55	3	5,8
KEROSENO CTE.	22 »	29	7	31,82	33	4	13,79	36	3	9,1
KEROSENO AV.	13,50	21	7,5	55,56	25	4	19,05	28	3	12
G.O.										
G.O. menor	21	26	5	23,81	30	4	15,38	34	4	13,3
G.O. mayor	21	26	5	23,81	30	4	15,38	34	4	13
G.O. naveg.	15	19	4	26,67	23	4	21,05	25,50	2,50	10,9
P.O.										
nº 1 industrial	8.300/Tm.	11.000	2.750	32,53	13.000	2.000	18,18	15.000	2.000	15,4
nº 1 navegación	8.300	11.000	2.700	32,53	13.000	2.000	18,18	15.000	2.000	15,4
nº 2 industrial	7.800	10.200	2.400	30,77	12.200	2.000	19,61	14.200	2.000	16,4
nº 2 navegación	7.800	10.200	2.400	30,77	12.200	2.000	19,61	14.200	2.000	16,4
nº 2 eléctricas	7.800	11.200	3.400	43,59	13.200	2.000	17,86	14.700	1.500	11,36
nº 2 potabilizad.	---	---			---			---	---	---

	1971		1972		1973		1974		1975	
	EX-REFINERIA	COSTO								
Butano-Propano	1.860,00	2.537,87	1.860,00	2.537,87	1.860,00	2.537,87	3.576,15	5.336,44	5.170,77	6.110,42
Gasolina Super	4.765,79	2.916,96	5.422,16	2.984,84	5.422,16	3.313,04	13.933,47	7.473,73	14.529,27	8.459,21
Gasolina Normal	4.538,89	2.358,50	5.218,58	2.459,77	5.218,58	2.905,06	13.321,38	7.218,86	14.010,86	8.103,11
Keroseno:										
Corriente	2.761,24	2.624,22	3.190,95	2.555,11	3.190,95	2.858,54	8.022,46	6.967,31	8.728,29	7.682,86
Aviación	2.652,47	2.681,67	2.652,47	2.618,77	2.718,04	2.950,96	7.095,87	7.344,24	7.826,97	7.747,72
Gas-Oil:										
Automoción	2.067,93	2.196,93	2.261,90	2.154,78	2.261,90	2.460,33	5.599,38	6.329,65	6.091,18	6.747,44
Industrial	2.067,93	2.106,93	2.261,90	2.154,78	2.261,90	2.460,33	5.599,38	6.329,65	6.660,61	6.747,44
Pesca	1.608,92	2.196,93	1.625,96	2.154,78	1.913,66	2.460,33	6.367,58	6.329,65	7.248,52	6.747,44
Cabotaje	1.764,65	2.193,93	1.761,52	2.154,78	1.656,26	2.460,33	6.399,39	6.329,65	7.274,75	6.747,44
Diesel-Oil:										
Industrial	1.814,49	2.005,07	2.035,00	1.966,66	2.035,00	2.240,72	5.721,60	5.926,12	6.614,49	6.360,37
Eléctrico	1.791,21	2.005,07	2.035,00	1.966,66	2.035,00	2.249,72	5.236,31	5.928,12	6.572,98	6.360,37
Buques	1.720,07	2.005,07	1.735,16	1.966,66	1.800,09	2.249,72	5.830,90	5.928,12	8.797,40	6.360,37
Fuel-Oil:										
Industrial	1.144,52	1.237,63	1.300,00	1.214,19	1.300,00	1.407,29	2.524,50	4.321,99	3.576,00	4.812,08
Eléctrico	901,47	1.237,63	1.150,00	1.214,19	1.150,00	1.407,29	1.826,90	4.321,99	2.736,21	4.812,08
Potabilizadora	1.091,95	1.237,63	1.150,00	1.214,19	1.150,00	1.407,29	1.826,90	4.321,99	2.100,00	4.812,08
Fábrica cemento	1.087,80	1.237,63	1.160,00	1.214,19	1.160,00	1.407,29	2.560,05	4.321,99	2.808,11	4.812,08
Pesca	859,65	1.237,63	870,73	1.214,19	870,73	1.407,29	2.404,14	4.321,99	3.524,49	4.812,08
Cabotaje	1.015,66	1.237,63	1.038,62	1.214,19	1.038,62	1.407,29	2.469,74	4.321,99	3.618,27	4.812,08

Fuente: CEPESA.

# TARIFAS ELECTRICAS ACTUALES

DISPOSICIONES		VIGOR	VIGOR	O.M.	O.M.	VIGOR	O.M.	VIGOR	VIGOR	VIGOR
		18-10-62 R.D.G de Ind 08-08-62	22-08-68 O.M. 06-08-68	16-08-69	29-12-69	01-01-71 O.M. 31-12-70	06-06-73 B.O.P. 31-07-73	01-04-74 B.O.E. 25-04-74 O.M. 16-04-74	03-03-75 O.M. 28-02-75 B.O.E. 03-03-75	18-12-75 O.M. 06-12-75 B.O.P. 27-12-75
INCREMENTO		4%	0.02 PTA	6%	5%	5%	N. TARIFAS	15,857%	15%	13%
TARIFAS B.T.	BLOQUES	BLOQUES								
A-0	Tp- PTA/kw mes Te- PTA/kWh	-	-	-	-	-	-	-	21,32 3,28	21,32 3,28
A-1	Tp- PTA/kw mes 1-5 kWh a PTA Te 6-10 kWh a PTA 11-50 kWh a PTA Resto kWh a PTA	2,613 2,465 2,306 1,924	2,633 2,485 2,326 1,944	2,765 2,609 2,442 2,041	2,903 2,740 2,564 2,143	3,048 2,877 2,692 2,250	Tp 6,50 3,05 Te 2,88 2,77 2,37	14,75 150 kWh a 3,22 Resto a 2,75	16,80 3,67 3,13	19,80 3,94 3,44
A-2	Tp PTA/kw mes Te- 25 h a PTA/kWh Resto a PTA/kWh									49,10 25 h. a 3,39 Resto a 3,07
B-1	Tp- PTA/kw mes 1-5 kWh a PTA 6-10 kWh a PTA 11-50 kWh a PTA 51-150 kWh a PTA 151-500 kWh a PTA Resto kWh a PTA	2,540 2,465 2,153 1,843 1,785 1,610	2,560 2,485 2,173 1,863 1,785 1,630	2,689 2,609 2,282 1,956 1,874 1,712	2,822 2,740 2,396 2,054 1,968 1,798	2,963 2,877 2,515 2,156 2,066 1,887	Tp 6,50 2,96 Te 2,52 2,22 2,13	Tp- 14,75 Te- 0-150 a 2,95 Resto 2,46	16,84 3,37 2,81	19,64 3,93 3,25
C-1 (U.D.)	Tp- PTA/kw mes 1-10 kWh a PTA Resto kWh a PTA	2,462 1,843	2,482 1,863	2,606 1,956	2,736 2,054	2,872 2,156	Tp 4 Te 2,85 Te 2,14	9,83 2,85 2,44	10,93 3,17 2,71	12,87 3,17 2,71
C-1 (U.I.B.T.)	1-30 kWh por C.V. a PTA Resto C.V. a PTA	1,920 1,610	1,940 1,630	2,037 1,712	2,138 1,798	2,244 1,887	Tp 15 PTA/kw mes Te 1,89 PTA/kWh	17,08 2,16	19,64 2,48	22,75 2,65
F.M. Pozos	1-30.000 kWh a PTA 30.001 a 40.000 kWh a PTA 40.001 a 50.000 kWh a PTA 50.001 a 100.000 kWh a PTA 100.001 a 250.000 kWh a PTA 250.001 a 500.000 kWh a PTA 500.001 en adelante kWh a PTA	1,610 1,596 1,564 1,534 1,503 1,472 1,456	1,630 1,616 1,584 1,554 1,523 1,492 1,476	1,712 1,697 1,663 1,632 1,599 1,567 1,550	1,798 1,782 1,746 1,714 1,679 1,645 1,628	1,887 1,871 1,833 1,799 1,762 1,727 1,709	- - - - - - -	- - - - - - -	- - - - - - -	- - - - - - -

FUENTE: UNELCO

DISPOSICIONES		VIGOR 01-03-76 O.M. 06-12-75 B.O.P. 27-12-75	VIGOR 21-11-77 O.M. 17-11-77 B.O.E. 21-11-77	VIGOR 10-07-79 O.M. 03-08-79 B.O.E. 24-08-79	VIGOR 19-01-80 O.M. 18-01-80 B.O.E. 19-01-80	VIGOR 19-07-80 O.M. 19-07-80 B.O.E. 23-07-80	VIGOR 18-01-81 O.M. 24-01-81 B.O.E. 28-01-81	VIGOR 03-04-81 O.M. 09-04-81 B.O.E. 2 y 11-04-81
INCREMENTO		NUEVASTARIFAS	12,7%	19%	17%	12%	19,17%	7,68%
TARIFAS B.T.		BLOQUES						
A-o	Tp- PTA/kW mes Te- PTA/kWh	21,75 3,35	22,92 3,53	26,10 4,02	30 4,53	34 5,37		
A-1	Tp- PTA/kW mes Te- PTA/kWh	20,16 4,01-3,50	27,92 4,30	42 4,68	48 5,28	54 6,22		
A-2	Tp- PTA/kW mes Te PTA/kW	50 3,45 3,13	66 3,52 3,13	95,50 3,82 2,77	108 4,14 2,33 2,33	121 4,95 3,42 3,42	147 59 5,39 5,39(1) 3,64	159 64 5,88 5,88(1) 3,94
B-1	Tp- PTA/kW mes Te- PTA/kWh	20 4 3,31	23,80 4,76 3,94	50 5,60	58 6,20	65 8,51 7,97	88 9,09	95 9,88
C-1 (U.I.B.T.)	Tp- PTA/kW mes Te- PTA/kWh	23,17 2,70	C.I Tp 26 Te 3,04  C.II Tp 25,50 Te 2,97  C.III igual que C.II	C.I Tp 44 Te 3,78  C.II Tp 44 Te 3,33  C.III igual que C.II	C.I Tp 53 Te 4,52 4,22 C.II Tp 53 Te 3,98 3,68 C.III Tp 47 Te 3,98	C.I Pt 59 Te 5,37  C.II Tp 59 Te 4,77  C.III Tp 53 Te 4,16	C.I Tp 88 Te 6,26  C.II Tp 88 Te 5,70  C.III Tp 88 Te 4,88	C.I Tp 79 Te 5,66  C.II Tp 69 Te 5,16  C.III Tp 79 Te 4,42
F.M. Pozos	Tp- PTA/kW mes Te- PTA/kWh				C.E.I Tp 44,15 Te 3,77 3,52 C.E.II Tp 44,15 Te 3,32 3,07 C.E.III Tp 39,15 Te 2,87 2,62	C.E.I Tp 49 Te 4,53 4,25 C.E.II Tp 49 Te 4,03 3,75 C.E.III Tp 44 Te 3,52 3,24	C.E.I Tp 73 Te 5,21  C.E.II Tp 73 Te 4,75  C.E.III Tp 73 Te 4,07	C.E.I Tp 79 Te 5,66  C.E.II Tp 79 Te 5,16  C.E.III Tp 79 Te 4,42
C-1 (U.D.)	Tp- PTA/kW mes Te-PTA/kWh	13,11 3,22 2,76	14,77 3,63 3,11	35 3,93 3,41	40 4,46 3,86	45 4,37 3,75		

DISPOSICIONES		VIGOR 21-01-83 O.M. 22-01-83 B.O.E. 20 y 24-1-83	
INCREMENTO		7,50	
TARIFAS B.T. BOQUES			
A-0	Tp Pta/KW. MES Te Pta/KWh	-	
A-1	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	-	
A-2	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	201 6,63 -	83 6,63 5,17
B-1	Tp Pts/KW MES Te Pts/KWh	132 9,74	
C-1 (U.I.B.T.)	Pp Pta/KW MES Pe Pta/KWh	C.I	132 7,74
		C.II	132 7,39
		C.III	132 6,89
F.M. Pozos (Riegos Agrícolas)	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	C.E.I	86 6,47
		C.E.II	86 6,20
		C.E.III	86 5,77
C-1 (U.T.)	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	-	

DISPOSICIONES		VIGOR 18-10-62 R.D.G. de Ind 08-08-62	VIGOR 22-08-68 O.M. 06-08-68	O.M. 16-08-69	O.M. 29-12-69	VIGOR 01-01-71 O.M. 31-12-70	O.M. 06-06-73 B.O.P. 31-07-73	VIGOR 01-04-74 B.O.E. 25-04-74 O.M. 16-04-74	VIGOR 03-03-75 O.M. 28-02-75 B.O.E. 03-03-75	VIGOR 18-12-75 O.M. 06-12-75 B.O.P. 27-12-75
							NUEVAS TARIFAS			
TARIFAS A.T.	BLOQUES						BLOQUES			
A-2	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B-1	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	-	-	-	-	-	5%	5%	5%	8%
B-2	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	-	-	-	-	-	5%	5%	5%	8%
C.1 (U.I.A.T.)	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	-	-	-	-	-	5%	5%	5%	8%
E-2.1.	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D.1.o	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	-	-	-	-	-	5%	5%	5%	8%
D.1.1.	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	-	-	-	-	-	5%	5%	5%	8%
D.1.2.	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	-	-	-	-	-	5%	5%	5%	8%
E.4.1.	Tp Pta/KW MES Te Pta/KWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-

NOTA: LOS TANTOS POR CIENTO INDICADOS EN LAS TARIFAS, SIGNIFICAN DESCUENTOS SOBRE SIMILARES DE B.T.

DISPOSICIONES		VIGOR 01-03-76 O.M. 06-12-75 B.O.P. 27-12-75	VIGOR 21-11-77 O.M. 17-11-75 B.O.E. 21-11-77	VIGOR 10-07-79 O.M. 03-08-79 B.O.E. 24-08-79	VIGOR 19-01-80 O.M. 18-01-80 B.O.E. 19-01-80	VIGOR 19-07-80 O.M. 19-07-80 B.O.E. 23-07-80	VIGOR 18-01-81 O.M. 26-01-81 B.O.E. 28-01-81	VIGOR 03-04-81 O.M. 09-04-81 B.O.E. 2 y 11-04-81	VIGOR 17-01-82 O.M. 19-01-82 B.O.E. 16 y 20-1-82
TARIFAS A.T.	BLOQUES								
A-2	Tp- Pta/KW MES Te- Pta/KWh			8%	Tp 81 3,11 Te 2,34 1,75	91 3,71 2,85 2,69	110 4,04 2,86	119 4,41 2,96	136 4,96 3,44
B-1	Tp- Pta/KW MES Te- Pta/KWh	8%	8%	8%	49 6,20	55 7,23	75 8,03	81 8,73	8 1-1 B 1-2 95 87 9,88 9,60
B-2	Tp- Pta/KW MES Te- Pta/KWh	8%	8%	4,20	4,36	5,97	6,50	7,07	8,04
C-1 (U.I.A.T.)	Tp- Pta/KW MES Te- Pta/KWh	8%	8%	8%					
E-2.1.	Tp- Pta/KW MES Te- Pta/KWh			Tp 196 1,70 Te 1,08	236 2,04 1,34	273 2,82 1,83	553 4,73 1,95	577 2,84 2,02	656 2,69
D.1.o	Tp- Pta/KW MES Te- Pta/KWh	8%	8%		Tp 36 3,48 Te 3,47				
D.1.1	Tp Pta/KW MES Te- Pta/KWh	8%	8%		Tp 36 Te 2,80 2,79	47 3,59	64 4,22	69 4,58	95 5,17
D.1.2	Tp- Pta/KW MES Te- Pta/KWh	8%	8%		Tp 36 Te 2,85 2,78	39 3,41	61 4,01	63 4,17	87 4,69
E.4.1.	Tp- Pta/KW MES Te- Pta/KWh				Tp 30 Te 2,38 2,32	34 2,99	53 3,52	59 3,82	65 4,15

NOTA: Los tantos por ciento indicados en las tarifas significan DESCUENTOS sobre similares de Baja Tensión.

DISPOSICIONES		VIGOR 21-01-83 O.M. 22-01-83 B.O.E. 20 y 24-1-83	
		7,50	
TARIFAS A.T.	BLOQUES		
A-2		153	4,98
			4,23
B-1		B-1-1 130	B-1-2 120
		9,24	8,44
B-2		8,64	
C-1 (U.I.A.T.)		-	
E-2-1		-	
D-1-0		-	
D-1-1		130	5,74
D-1-2		120	5,24
E-4-1		85	4,48

## ENERGIA REACTIVA

### ENERGIA REACTIVA

I RECARGO (De aplicación sobre los términos de potencia y de energía).

Se obtienen a partir de la fórmula siguiente, en función del factor de potencia o coseno de (Cos ).

Estarán sujetos a dicho recargo por energía reactiva los abonados a cualquier tarifa, excepto a las 1.0 y 2.0.

$$K (\%) = \frac{17}{\text{Cos}^2} - 21 = \frac{17 \text{ W}r^2}{\text{W}a^2} - 4$$

### II DETERMINACION DEL FACTOR DE POTENCIA

- En suministros hasta 50 kw. de potencia contratada, pueda ser por contador de energía reactiva o por baremo.

- En suministro de potencia contratada superior a 50 kw. es obligatorio, para el abonado, instalar contador de energía reactiva.

### CANÓN ELECTRICIO

El artículo 5.2 de la Ley 7/1981 de 26 de marzo, reguladora del canon sobre la producción de energía eléctrica, establece que el tipo impositivo será el 5 por 100 del precio medio nacional del Kw-h.

### FACTURACION POR MAXIMETRO

- Potencia base de facturación por maxímetro:
- a) Si la potencia máxima demandada, registrada por el maxímetro en el periodo de facturación estuviese dentro de +5 y -15 por 100, respecto a la contratada establecida en la Póliza de Abono, dicha potencia registrada será la base de facturación.
- b) Cuando la potencia máxima demandada registrada por el maxímetro en el periodo de facturación, sobrepase a la contratación en más de 5 por 100, el exceso de potencia sobre este 5 por 100 se incrementará en un 200 por 100, para determinar la potencia base en el periodo de facturación considerado.
- c) Si la potencia máxima demandada en el periodo a facturar fuese inferior al 85 por 100 de la contratada, la facturación se hará en base a una potencia igual al 85 por 100 citado.

TARIFAS		CLAVE RECIBO	POTENCIA Te	ENERGIA Te	ENERGIA REACTIVA s/ Tp+Te	DISCRIMINARIA s/ Te	IMPUESTO TRAFICO EMPRESA Y PROVINCIAL
			Ptas kW mes.	Ptas kW h			
BAJA TENSION	1.0 Suministro monofásico menor de 660 W	10	71	7.69	-	-	
	2.0.B Suministro específico hasta 15 kw. inclus	2B	-	13.69	-	CON "M" NOCT HV 35%	
	2.0 Suministro específico hasta 15 kw. inclus	20	178	7.69	-	-	
	3.0.B General con utilización normal	3B	178	11.69	-	20% O SEGUIN MEDICION HV DOR	
	3.0 General con utilización normal	30	178	7.69	-	-	
	4.0.B General con larga utilización	4B	206	11.38	-	CON "M" NOCT HV 35%	
	4.0 General con larga utilización	40	206	7.38	-	-	
	B.O Alumbrado Público	80	-	10.12	-	CON "M" NOCT HV 35%	
	R.O Especiales de Riesgos Agrícolas	RO	53	6.16	-	CON "M" NOCT HV 35%	
	C.D Revendedores	CD	206	5.54	-	CON "M" NOCT HV 35%	
ALTA TENSION	GENERAL CON CORTA UTILIZACION				POR CONTADOR O BAREMO	20% O SEGUIN MEDICION HV DOR	Se aplica el coeficiente "K", que corresponde según se indica en el APARTADO CORRESPONDIENTE
	1.1.B Hasta 36 KV. inclusive	18	178	10.36			
	1.1 Mayor de 36 KV. y no superior a 72.5 KV.	11	-	6.36			
	1.2.B Mayor de 36 KV. y no superior a 72.5 KV.	1B	171	9.03			
	1.2 Mayor de 36 KV. y no superior a 72.5 KV.	12	-	6.03			
	1.3.B Mayor de 72.5 KV. y no superior a 145 KV.	1B	167	8.08			
	1.3 Mayor de 72.5 KV. y no superior a 145 KV.	13	-	5.88			
	1.4.B Mayor de 145 KV.	1B	163	7.93			
	1.4 Mayor de 145 KV.	14	-	5.73			
	GENERAL CON MEDIA UTILIZACION						
	2.1 Hasta 36 KV. inclusive	21	333	5.73			
	2.2 Mayor de 36 KV. y no superior a 72.5 KV.	22	316	5.46			
	2.3 Mayor de 72.5 KV. y no superior a 145 KV.	23	312	5.30			
	2.4 Mayor de 145 KV.	24	300	5.18			
	GENERAL CON LARGA UTILIZACION						
3.1 Hasta 36 KV. inclusive	31	794	4.81				
3.2 Mayor de 36 KV. y no superior a 72.5 KV.	32	767	4.57				
3.3 Mayor de 72.5 KV. y no superior a 145 KV.	33	738	4.46				
3.4 Mayor de 145 KV.	34	720	4.34				
ESPECIALES DE TRACCION							
T.1 Hasta 36 KV. inclusive	T1	62	5.40				
T.2 Mayor de 36 KV. y no superior a 72.5 KV.	T2	80	5.13				
T.3 Mayor de 72.5 KV.	T3	88	5.00				
ESPECIAL DE LARGA UTILIZACION		I	1176	370h/mes 0.83 resto 2.59			
ESPECIALES DE RIEGOS AGRICOLAS (*)							
R.1 Hasta 36 KV. inclusive	R1	53	4.57				
R.2 Mayor de 36 KV. y no superior a 72.5 KV.	R2	51	4.34				
R.3 Mayor de 72.5 KV.	R3	50	4.23				
REVENDEDORES							
E.3.1 Hasta 36 KV. inclusive	E1	178	4.95				
E.3.2 Mayor de 36 KV. y no superior a 72.5 KV.	E2	171	4.70				

Se aplicará el 1,575% para usos domésticos y riegos agrícolas, el 10,5% para alumbrado no doméstico y el 5,25% para usos industriales. Los revendedores exentos.

## EJEMPLO TEORICO

ESTRUCTURA MERCADO	C O S T E   R E A L										P.V.P.		COMPENSACION
	EX-REFINERIA			GASTOS DISTRIBUCION			FISCALIDAD		TOTAL		Pta/M3/Tm	miles pts.	miles pts.
	M3/Tm	Pta/M3/Tm	miles pts.	Pta/M3/Tm	miles pts.	Pta/M3/Tm	miles pts.	Pta/M3/Tm	miles pts.				
BUTANO PROPANO DOMESTICO TM	80.000	35.000,00	2.800.000	27.722,53	2.217.802	17,20	1.376	62.739,73	5.019.178	48.077,00	3.846.160	1.173.018	
BUTANO PROPANO AUTOTAXIO TM	10.000	35.000,00	350.000	14.397,80	143.978	17,20	172	49.415,00	494.150	56.280,00	562.800	(68.650)	
<b>TOTAL L.P.G.</b> TM	<b>90.000</b>		<b>3.150.000</b>		<b>2.361.780</b>		<b>1.548</b>		<b>5.513.328</b>		<b>4.408.960</b>	<b>1.104.368</b>	
GASOLINA SUPER M3	250.660	34.673,50	8.691.260	7.749,14	1.942.399	758,22	190.055	43.180,86	10.823.714	65.800,00	16.493.428	(5.669.714)	
GASOLINA NORMAL M3	26.990	32.944,22	889.165	7.754,89	209.305	757,65	20.449	41.456,76	1.118.919	61.300,00	1.654.487	(535.568)	
M3	277.650												
<b>TOTAL GASOLINAS</b> TM	<b>210.000</b>		<b>9.580.425</b>		<b>2.151.704</b>		<b>210.504</b>		<b>11.942.633</b>		<b>18.147.915</b>	<b>(6.205.282)</b>	
KEROSENO CORRIENTE M3	1.260	35.509,38	44.742	8.920,29	11.240	7,71	10	44.437,38	55.992	46.700,00	58.842	(2.850)	
KEROSENO AVIACION M3	226.130	35.831,51	8.102.579	2.588,00	585.224			38.419,51	8.687.803	40.500,00	9.158.265	(470.462)	
M3	227.390												
<b>TOTAL KEROSENO</b> TM	<b>181.000</b>		<b>8.147.321</b>		<b>596.464</b>		<b>10</b>		<b>8.743.795</b>		<b>9.217.107</b>	<b>(473.312)</b>	
G.O. AL POR MENOR M3	190.480	34.484,66	6.568.638	5.684,85	1.082.850	9,15	1.743	40.178,66	7.653.231	44.000,00	8.381.120	(727.889)	
G.O. AL POR MAYOR M3	190.480	34.484,66	6.568.638	5.184,85	987.610	9,15	1.743	39.678,66	7.557.991	43.500,00	8.285.880	(727.889)	
G.O. NAVEGACION M3	203.070	34.772,03	7.061.156	1.480,00	300.544			36.252,03	7.361.700	30.000,00	6.092.100	1.269.600	
M3	584.030												
<b>TOTAL GAS-OIL</b> TM	<b>492.000</b>		<b>20.198.432</b>		<b>2.371.004</b>		<b>3.486</b>		<b>22.572.922</b>		<b>22.759.100</b>	<b>(186.178)</b>	
D.O. INDUSTRIAL TM	3.000	38.214,52	114.644	1.989,31	5.968	1,69	5	40.205,52	120.617	46.805,00	140.415	(19.798)	
D.O. ELECTRICO TM													
D.O. NAVEGACION TM	25.000	38.214,52	955.363	1.453,00	36.325			39.667,52	991.688	32.735,30	818.383	173.305	
<b>TOTAL DIESEL-OIL</b> TM	<b>28.000</b>		<b>1.070.007</b>		<b>42.293</b>		<b>5</b>		<b>1.112.305</b>		<b>958.798</b>	<b>153.507</b>	
F.O. Nº 1 INDUSTRIAL TM	20.000	26.859,94	537.199	1.199,45	23.989	1,55	31	28.060,94	561.219	26.875,00	537.500	23.719	
F.O. Nº 1 NAVEGACION TM	140.000	26.859,94	3.760.392	1.077,00	160.780			27.936,94	3.911.172	22.000,00	3.080.000	831.172	
F.O. Nº 2 INDUSTRIAL TM	3.000	25.458,23	76.375	1.431,45	4.294	1,55	5	26.891,23	80.674	23.630,00	70.890	9.784	
F.O. Nº 2 NAVEGACION TM	130.000	25.458,23	3.309.570	974,00	126.620			26.432,23	3.436.190	21.000,00	2.730.000	706.190	
F.O. Nº 2 ELECTRICIDAD TM	475.000	25.458,23	12.092.659	1.431,45	679.939	1,55	738	26.891,23	12.773.334	23.630,00	11.224.250	1.549.084	
F.O. Nº 2 POTABILIZADORAS TM	85.000	25.458,23	2.163.950	1.643,45	139.693	1,55	132	27.103,23	2.303.775	13.245,00	1.125.825	1.177.950	
<b>TOTAL FUEL-OIL</b> TM	<b>853.000</b>		<b>21.940.145</b>		<b>1.125.315</b>		<b>904</b>		<b>23.066.364</b>		<b>18.768.465</b>	<b>4.297.899</b>	
<b>T O T A L E S</b> TM	<b>1.854.000</b>		<b>64.086.330</b>		<b>8.648.560</b>		<b>216.457</b>		<b>72.951.347</b>		<b>74.260.345</b>	<b>(1.308.998)</b>	

PREMIAS

# **JORNADAS DE POLITICA ENERGETICA**

## **CRECIMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO EN LA «DECADA DE LOS 80»**

por

**Eduardo de la Cruz Alarcó**  
**Dr. Ingeniero de Minas**  
**Presidente de**  
**Unión Eléctrica de Canarias, S.A.**

## **CRECIMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO EN LA «DECADA DE LOS 80»**

### **Introducción: Relación entre bienestar, población y energía.**

En cierto modo, la historia económica y social de la humanidad se configura como la búsqueda permanente por el hombre de energía complementaria a la suya propia, a su fuerza muscular. La utilización de animales, el aprovechamiento de la energía de las fuertes corrientes de agua y de viento, de la energía solar y del calor de la combustión de biomasa son muestras de este continuado proceso en que vive el hombre.

El bienestar alcanzado en los países más avanzados social y económicamente es en gran medida debido a la sustitución progresiva del trabajo humano por otras formas de energía entre las cuales se encuentra de manera destacada la energía eléctrica, obtenida, como energía secundaria, a partir de las fuentes de energía primaria, hidráulica, carbón, petróleo, uranio, sol, viento, biomasa, etc.

Este bienestar se traduce en una mejora en la calidad de vida, es decir en mejores condiciones de trabajo para aún incipiente al comenzar el siglo XX. (CUADRO 1).

numerosos colectivos de hombres y mujeres. Igualmente, se ha producido un cambio sin precedentes en los sistemas de producción de bienes y servicios y en conquistas sociales en las que la energía eléctrica ha tenido una contribución decisiva. Los efectos positivos de la electricidad como la fuente más limpia y cómoda de energía, se manifiestan en la mayor parte de los sectores económicos y sociales posibilitando el desarrollo industrial, los transportes, los servicios médicos, turísticos, etc.

Es fascinante pensar en los gigantes saltos que ha dado la población humana, tanto en número como en forma de vida, saltos ligados directamente al uso de la energía.

Desde el origen del hombre sobre la Tierra hasta mediados del siglo XVIII, a lo largo de unos 500.000 años, la población creció lentísimamente al estar incapacitada para explotar los recursos mineros de la Tierra, ni apenas la energía hidráulica y no disponer de transportes mecánicos y a la vez vivir con grandes carencias de salud pública y confort doméstico ya que todo ello está vinculado a la disponibilidad de abundante energía.

Hacia 1760 y en 40 a 50 años se produce la llamada revolución industrial —máquina de vapor de Watt, locomotora de Stephenson, inventos de Faraday, etc.— que, al permitir mecanizar fuertemente la explotación de las minas, transportar carbón y otras mercancías con locomotoras y dominar la electricidad, la forma más dócil y limpia de la energía, abrieron unas posibilidades de desarrollo insospechados que transformarían la vida humana.

Los chinos, siglos antes del principio de la Era Cristiana conocían y usaban ya carbón y petróleo. Pero la humanidad apenas tenía medio para usar esas fuentes energéticas antes del fin del siglo XVIII. Hacia el año 1800 sólo se consumían unos 15 millones de toneladas de carbón al año y nada de petróleo. A lo largo del siglo XIX se dispara el consumo de carbón y desde 1860 se inicia el de petróleo,

Es a partir de 1940, con la segunda guerra mundial y la posterior expansión de la tecnología, generalización del uso de los plásticos, multiplicación del transporte aéreo y terrestre, etc. cuando el consumo se desmanda y se convierte, hasta bien entrada la década pasada, en despilfarro.

Ese ritmo vertiginoso de crecimiento de las disponibilidades de energía y sus consecuencias que permiten mejorar la alimentación y la salud, ha sido causa y efecto de un crecimiento vertiginoso de la población humana (CUADRO 2).

La población del mundo era de 250 millones de habitantes a principios de la Era Cristiana, tras medio millón de años de historia del hombre en la Tierra. Se elevó lentamente hasta unos 700 millones durante la Revolución Industrial de la segunda mitad del siglo XVIII. A partir de ahí se dispara. Se alcanzan los 1.000 millones hacia 1850, los 2.000 hacia 1930, los 4.000 en 1976 y somos más de 4.600 millones de personas en estos momentos. Ese crecimiento de población y simultáneamente de nivel de vida se ha hecho, en estos dos últimos siglos, a costa de un desaforado consumo de energía. Es lo que llamamos —con sus virtudes y sus defectos— la civilización industrial, en la que la electricidad va cobrando, por sus diversas ventajas de facilidad de uso, limpieza, etc. una creciente importancia.

El desarrollo del sector eléctrico corre parejo, pues, con el desarrollo económico general; de ahí el gran interés del análisis de la evolución del sector eléctrico que precede y a la vez hace posible el desarrollo económico en todos los órdenes.

### **La quiebra del sistema**

Hasta 1973, el aumento regular e indefinido del consumo «per cápita» de energía era considerado uno de los mejores indicadores del progreso social y económico

de un país y nadie cuestionaba la legitimidad de ese crecimiento indefinido del consumo energético. El modelo universal de progreso se asociaba con la disponibilidad prácticamente ilimitada de energía.

El verdadero cenit de esta situación se da precisamente en los tres lustros entre 1959 y 1973. En ese período el precio real de la energía era cada vez más bajo pues su precio en moneda de cada año era fijo mientras el precio de bienes y servicios se elevaba debido a la inflación. Se llega así a que el precio real de petróleo era en 1973 la mitad que en 1959. España se benefició fuertemente de esa situación.

Cuando los países productores de petróleo —y, como consecuencia, también los de otras fuentes energéticas— conscientes de que estaban empobreciéndose y despilfarrando sus mejores recursos, elevaron brutalmente los precios en 1973 y años siguientes y a la vez limitaron las entregas, el desarrollo occidental se quebró bruscamente. La revolución de Irán y la guerra irano-iraquí que comenzó en 1979, estranguló adicionalmente las entregas de petróleo y generó una segunda y más aguda elevación de precios de la energía que terminó definitivamente con el modelo de desarrollo económico anterior en todo el mundo occidental y que repercutió en Canarias.

Como muestra el CUADRO 3, los precios de los combustibles, y en particular del Fuel Oil en Canarias, después de un largo período de estabilidad en los años 60 suben de manera importante entre 1973 y 1979 y suben aún más vertiginosamente desde 1979 a 1982. La era de la energía barata se ha acabado, probablemente para siempre.

Afortunadamente para los habitantes de Canarias la elevación de los precios de la energía eléctrica no corrió la misma suerte. Dichos precios, iguales a los que se aplican en el resto de España, son resultado de cálculos basados en un «mix» de materias primas eléctricas españolas —energía

hidráulica, carbón, uranio, además de petróleo— por eso se ha visto amortiguada su elevación. Tal como se ve en el CUADRO Nº 3 a lo largo de su historia el precio medio del kWh fue siempre, en pesetas, superior al del kilo de fuel oil. En 1974 el fuel oil pasa por encima de kWh y siguiendo su loca carrera ascendente llega a fin de 1982 a ser más del doble. A partir de este aumento, y con la dificultad que toda previsión implica, es previsible que los precios del kWh varíen como el IPC y los del fuel oil varíen como la inflación media de la OCDE más el efecto de la variación de paridad peseta—dólar, situación mucho menos amenazadora en 1984 que en 1980/81 por ejemplo.

### **Breve descripción de la situación actual del sector eléctrico en Canarias.**

A fin de 1983 las islas se encuentran prácticamente electrificadas en su totalidad.

UNELCO suministra a todas las islas. Tenemos 560.000 abonados, es decir 560.000 contratos, lo que equivale a 1 por cada 2,6 personas índice que refleja un alto grado de electrificación. Los consumos por abonado en cada isla (CUADRO Nº 4) evidencian la inexistencia de un sector industrial fuerte consumidor intensivo de energía. Sólo Fuerteventura donde la potabilización por sistemas eléctricos consume más del 50% de la energía eléctrica de la isla, supone una anomalía ya que excede de la media nacional.

Para garantizar el servicio UNELCO tiene una potencia instalada suficiente que ha ido creciendo con el paso de los años (CUADRO Nº 5) y que ha exigido cuantiosas inversiones en generación, transporte y distribución (CUADRO Nº 6). La necesidad de disponer de suficiente potencia de reserva en cada isla para garantizar el servicio en todo momento, incluso en las puntas anuales de consumo, no permite más que una baja utilización (CUADRO Nº 7) situación gravosa que puede compararse con la media

nacional española que, siendo también baja, es de aproximadamente 3.300 horas anuales de utilización. En concreto las dos centrales principales, Jinámar en Gran Canaria y Candelaria en Tenerife, han evolucionado en su potencia instalada al ritmo que recoge el CUADRO N° 8. Semejantemente vemos el crecimiento de las Centrales de La Palma, Fuerteventura, y Gomera (CUADRO N° 9). Ese crecimiento porcentualmente tan fuerte ha sido preciso para hacer frente a una demanda permanentemente creciente que recogemos en el CUADRO N° 10. Vemos en él como tasas anuales de crecimiento de un 13,5% de promedio en los años 70 van seguidas de tasas de crecimiento de nuestras ventas de casi un 10% anual en esta década de los ochenta. Para hacerse cargo de lo que representan estas tasas de crecimiento debemos pensar que un 10% de crecimiento anual acumulativo exige duplicar todo el equipo generador en 8 años de plazo, un esfuerzo que exige Empresas muy sólidas económicamente y bien planificadas y gestionadas para soportar correctamente la simultaneidad del esfuerzo de la adecuada explotación con el esfuerzo del proyecto, construcción y puesta en marcha del nuevo equipo.

— Como indicación final, que evidencia el esfuerzo inversor de UNELCO, compararemos lo invertido por todo el sector eléctrico español —el sector industrial más activo e inversor de todos— en el trienio 1981/1983, 976.000 MPTA, con lo invertido por UNELCO en ese plazo, 17.500 MPTA. Como UNELCO representaba un 1,56% del total mercado nacional en ese período, le hubiera correspondido una inversión proporcional de 15.200 MPTA. Hemos invertido un 16% más de lo proporcional. La diferencia es aún mayor en el próximo trienio 84/86 en el que según el borrador del PEN el sector invertirá 500.000 MPTA, mientras UNELCO invertirá aproximadamente 16.000 MPTA, lo que supone aproximadamente un 80% más que la media del sector.

## **La planificación estratégica de la energía eléctrica en Canarias.**

UNELCO basa su planificación estratégica en la previsión de la demanda de potencia y de energía obtenida de dos formas fundamentalmente distintas. En las dos islas capitalinas, que suponen el 90% de la demanda total y que están dotadas de equipo generador de vapor que requiere como mínimo 4 años para maduración de las inversiones (proyecto, fabricación, montaje, pruebas de puesta en marcha) empleamos un sistema de estimación de demanda que pondera las estimaciones hechas por diversos sistemas estadísticos distintos, a partir de los datos históricos (regresión lineal, curva exponencial, curva logarítmica, curva potencial, regresión polinómica parabólica, regresión polinómica cúbica, regresión lineal múltiple con dos variables independientes). En las islas restantes en las que sólo se instala equipo diesel y en las que los plazos de ejecución de los nuevos grupos y de las líneas de distribución son mucho más cortos, puede hacerse una estimación de la demanda muy puntual y precisa por extrapolación simple de la demanda en usos domésticos y agrícolas y alumbrado público y comercial con análisis caso a caso de los aumentos en perspectiva por los sectores turístico, industrial conservero e industrial de otros sectores, en función de la marcha de las obras civiles que tienen plazos de longitud suficiente para la puntual programación de UNELCO. Ello se traduce en la práctica en que los errores de estimación globales son del orden del 1% en un determinado año, no más.

Se producen, es cierto, errores de estimación en las islas predominantemente agrícolas —La Palma, Gomera y Hierro— en las que el peso de la demanda derivada de la agricultura, elevaciones de agua y pozos, es muy alto en comparación con los consumos restantes. En esas islas la variabilidad de los ciclos pluviométricos produce oscilaciones de la demanda hasta un 30% de un mes a otro. Pero dada la importancia pequeña de su peso específico —un 5,5% de la demanda de Canarias entre las tres islas— no

afecta a la marcha de UNELCO el prever potencia de reserva suficiente aunque haya meses en que la utilización de esa potencia sea muy baja por haber llovido.

Aparte de la estimación de la demanda en unidades físicas por islas, la parte fundamental de los planes estratégicos es su vertiente económica y financiera, apoyada en lo que se denomina el encuadre macroeconómico del que el CUADRO N° 11 es un ejemplo. De acuerdo con los servicios centrales de INI, se estima la variación que tendrá variables como evolución del IPC, evolución del precio del petróleo, del precio de los productos industriales, del coste salarial, de las tarifas eléctricas (precios de venta), del coste del dinero, de la paridad peseta-dólar, etc. Todo ello nos lleva a unas necesidades anuales de financiación que se nutren de unos fondos procedentes de autofinanciación —del 20% al 34%— de ampliaciones de capital y de recursos ajenos obtenidos de emisiones de obligaciones, préstamos de Acción Concertada —ya agotándose— financiación de bienes de equipo es decir financiación de proveedores regulada por el Estado y finalmente recursos tomados de la Banca a medio y largo plazo. Tradicionalmente se disponía de fondos del INI como créditos, pero desde fin de 1982 se reservan para otro tipo de empresas que tienen dificultades para acudir a emisiones de obligaciones o a obtener créditos de Cajas y Bancos.

Es interesante observar como han evolucionado en los últimos años los supuestos macroeconómicos. Se observa, CUADRO N° 12, una tendencia a reducir la estimación de necesidad futura de potencia —por menor tasa de aumento de la energía y por modulación de la carga gracias a la política tarifaria y otras políticas— necesidad de elevar la estimación del coste del dinero y afortunadamente reconsideración a la baja de la estimación de precios futuros del petróleo.

En 1979 a 1981 se temían alzas desmesuradas en los precios mundiales de los crudos que afortunadamente no

se han producido y no son previsibles en la presente década.

Los cuadros que siguen muestran la contestación paulatina que se ha producido en los últimos años en las oscilaciones previsibles de las distintas variables que utilizamos en nuestros estudios.

CUADRO 13: Variación anual del IPC.

CUADRO 14: Variación % anual del precio del combustible.

CUADRO 15: Variación anual del incremento porcentual de variación de los salarios y variación anual de la paridad peseta-dólar.

La planificación decenal supone en cierto modo un atrevimiento, ya que haría falta una bola de cristal para saber exactamente cómo será la estructura económica y social de la población canaria en 1994, último año contemplado en el Plan Estratégico 1985-1994 que en estos momentos estamos elaborando.

Lo que está claro es que en el primer quinquenio del Plan Estratégico la precisión es suficiente a efectos positivos. Como cada Plan se basa en el anterior deslizando un año y afianzando las estimaciones, disponemos de indicadores suficientes de las necesidades de potencia a instalar con la anticipación suficiente y podemos igualmente planificar la captación de recursos ajenos que complementan a los propios para la debida financiación del Plan. Tal vez sea la correcta financiación del Plan lo que podemos calificar de aspecto más difícil, más delicado del mismo.

El dinero como es sabido se ha encarecido brutalmente en todo el mundo y en España por tanto. Han desaparecido los tipos de crédito privilegiado en los que se basó el

desarrollo del sector en los años setenta. No hay dinero barato de Acción Concertada, el Banco de Crédito Industrial trabaja a tipos mucho más próximos a los de la Banca Comercial, el INI no dispone de fondos para el sector eléctrico por reservarlos todos para el sector naval, siderurgia, minería, etc.

Hemos de recurrir a Cajas de Ahorro —y aprovecho para reconocer públicamente el apoyo de las Cajas Canarias dan a UNELCO tomando sus Obligaciones— y a la Banca para financiar nuestras inversiones a precios del dinero de puro mercado. Sólo queda una parte de los fondos que obtenemos de las líneas de crédito para bienes de equipo que se mantienen a tipos interesantes.

UNELCO es consciente de que las dificultades de algunas empresas eléctricas españolas proceden de una planificación de inversiones excesivamente optimistas que les ha llevado en la actualidad a una pesada carga financiera, en buena medida en divisas, lo que añade incertidumbre y añade coste si hay pérdida de paridad de la peseta frente al dólar u otras divisas fuertes.

El equilibrio económico, es decir la fortaleza de UNELCO reside en su prudente planificación de inversiones. Las inversiones de hoy son los costes de explotación y los costes financieros de mañana. Los acreedores no perdonan y las empresas poco responsables no sobreviven. La Dirección de UNELCO es consciente de ello y nuestro crecimiento se planifica con la mayor precisión posible y también la mayor prudencia. Tal vez fuera oportuno dar un toque de atención aquí a los Ayuntamientos para que no planifiquen expansiones de su alumbrado público que no estén seguros de que ellos a su vez puedan financiar correctamente y pagar su explotación. Aunque la energía eléctrica se ha encarecido menos que los combustibles su peso económico en un presupuesto Municipal es creciente. Todos debemos hoy ser muy cautelosos en la planificación.

Consecuencia de todo lo expuesto es que UNELCO planifica su crecimiento recurriendo si es posible a módulos de ampliación relativamente pequeños, que permiten crecimientos paulatinos, muy adaptados al crecimiento de la demanda que se mueve también paulatinamente, la tecnología diesel ha progresado mucho en los últimos años, tendiendo a hacer motores cada vez más robustos y más eficientes. Con ello hoy se consiguen rendimientos del orden del 48 al 50%, muy superiores a los 32 a 33% que se consiguen en los grupos de vapor del tamaño de los nuestros a la vez que permiten un aprovechamiento de sus calores residuales para generar energía adicional o para potabilizar agua de mar. Por eso UNELCO, en estos momentos de crisis, considera mejor para su futuro inmediato crecer apoyándose en equipos diesel no sólo en las cinco islas menores donde son imprescindibles sino también en las dos mayores, en los próximos años.

En esa línea que combina la voluntad de desarrollarnos y de prestar lo mejor posible nuestro servicio público esencial con la prudencia necesaria para no equivocarnos pues los errores se pagan muy caros, en esa línea difícil pero sugestiva nos movemos todos los que planificamos el hoy el mañana y el pasado mañana en la Unión Eléctrica de Canarias.

CUADRO 1

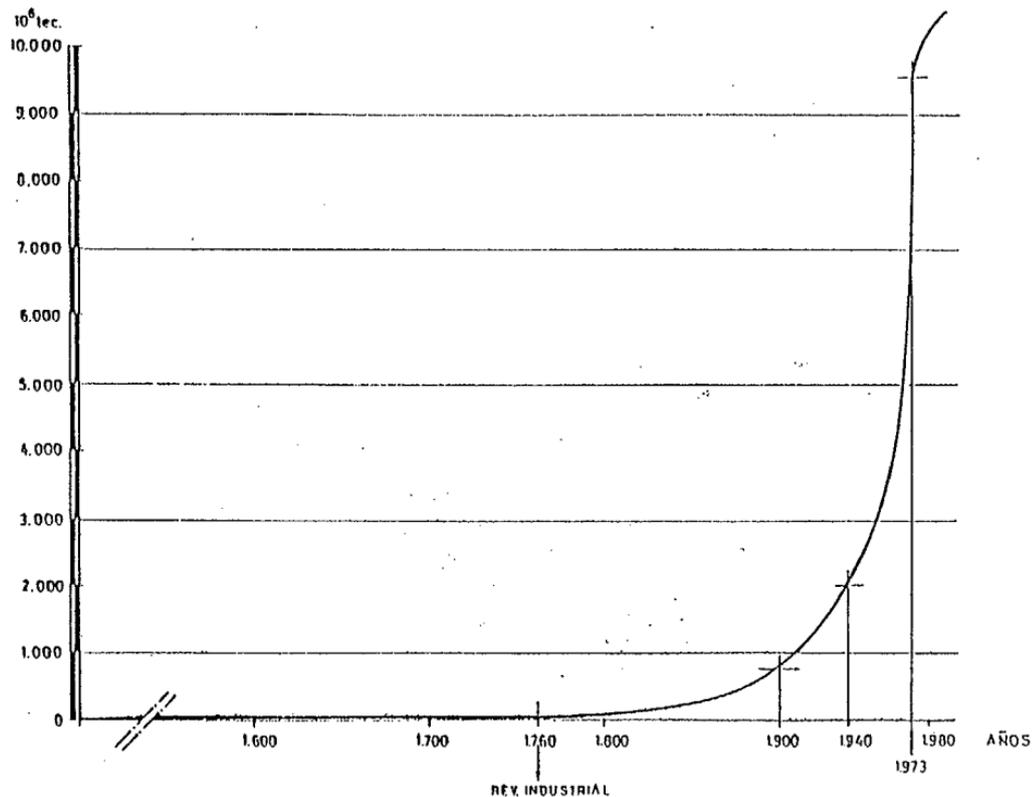
PRODUCCION MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA

UNIDAD: MILLONES TEC

<b>AÑO</b>	<b>CARBON</b>	<b>PETROLEO</b>	<b>OTRAS FUENTES</b>	<b>TOTAL</b>
1800	15	-	-	15
1900	730	27	13	770
1940	1.495	385	130	2.010
1980	3.100	4.600	2.600	10.300



## EVOLUCION DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA





# EVOLUCION DE LA POBLACION MUNDIAL

HAB  
x 10<sup>6</sup>

6.000

5.000

4.000

3.000

2.000

1.000

250

0

1.000

1750

12.000 A.D.

1950

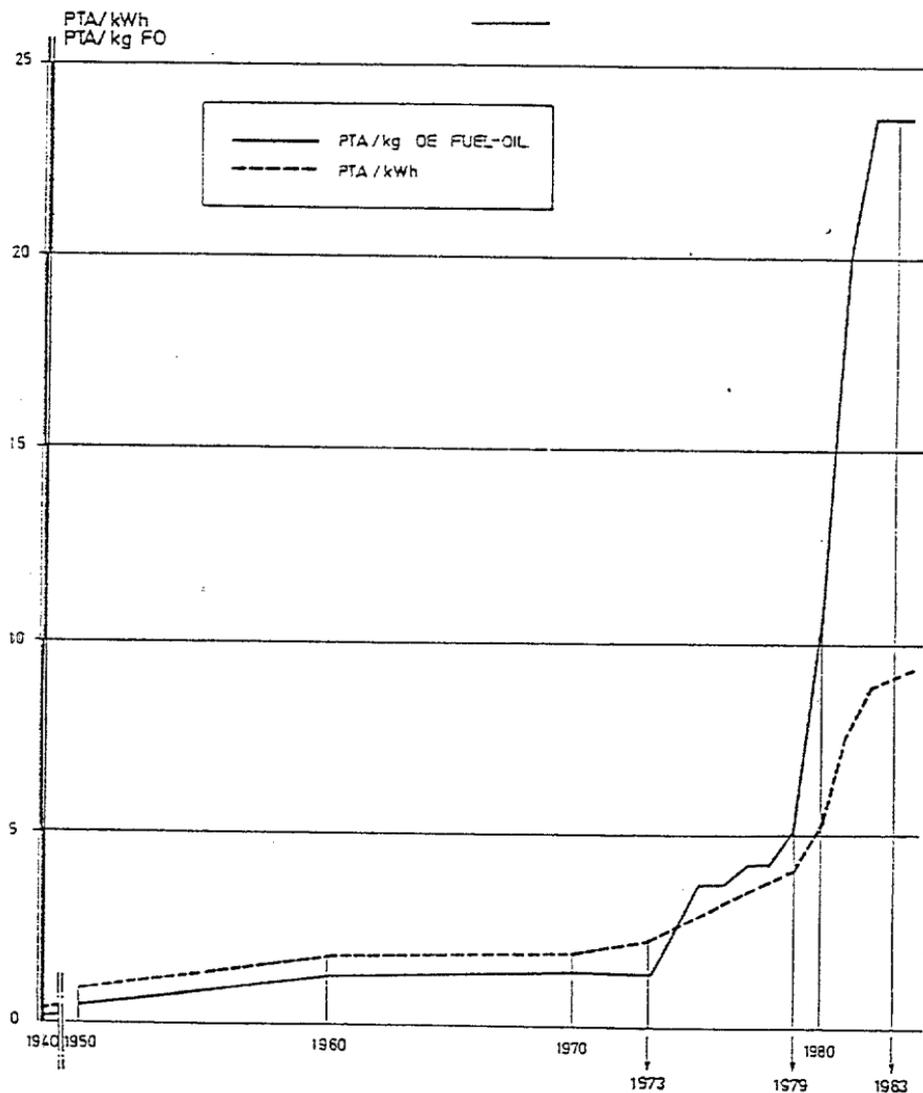
1930

1965

REV. IND.

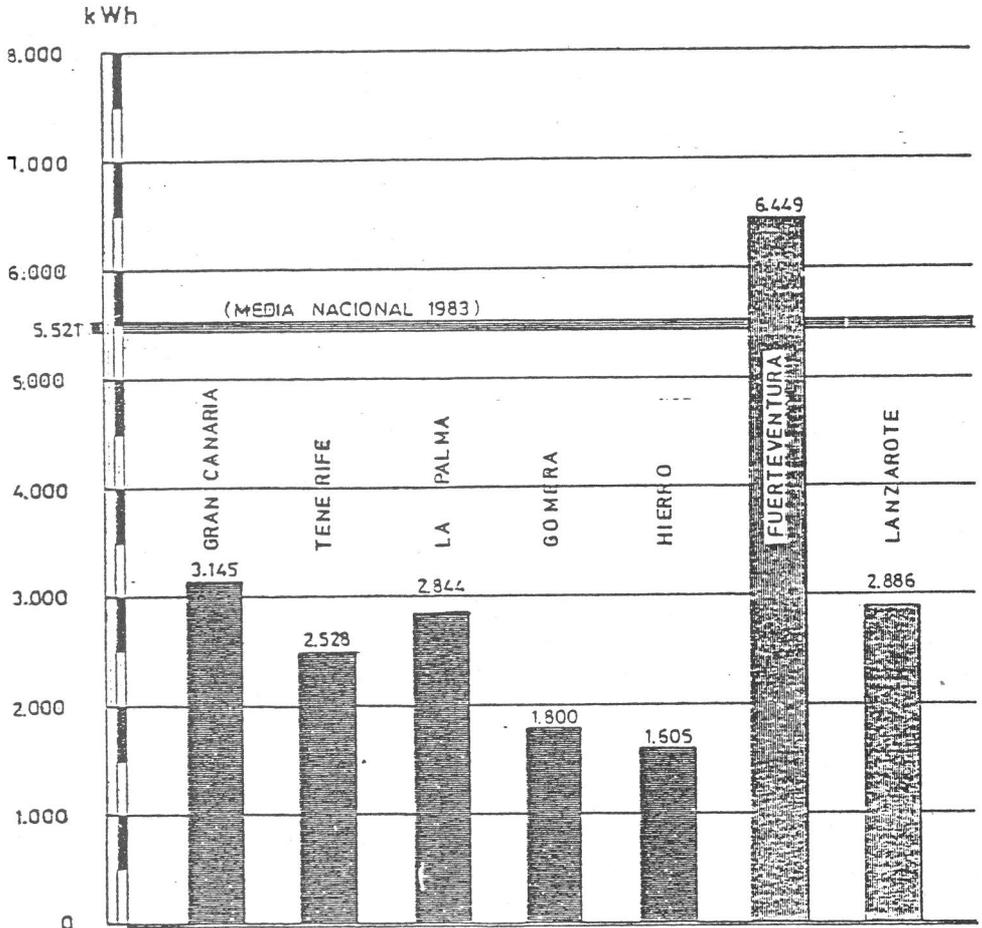


# EVOLUCION DEL PRECIO DEL FUEL-OIL Y DEL PRECIO MEDIO DE VENTA DEL kWh EN CANARIAS



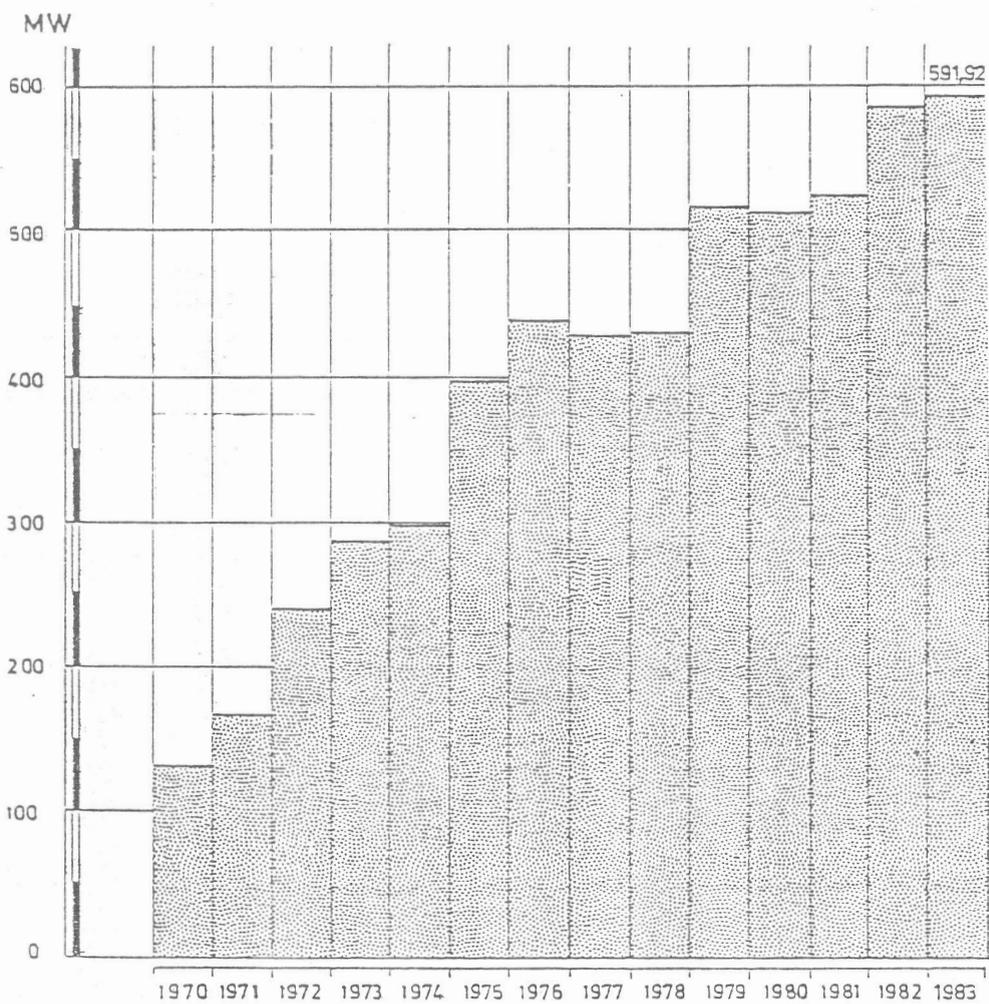


## CONSUMO POR ABONADO EN 1983



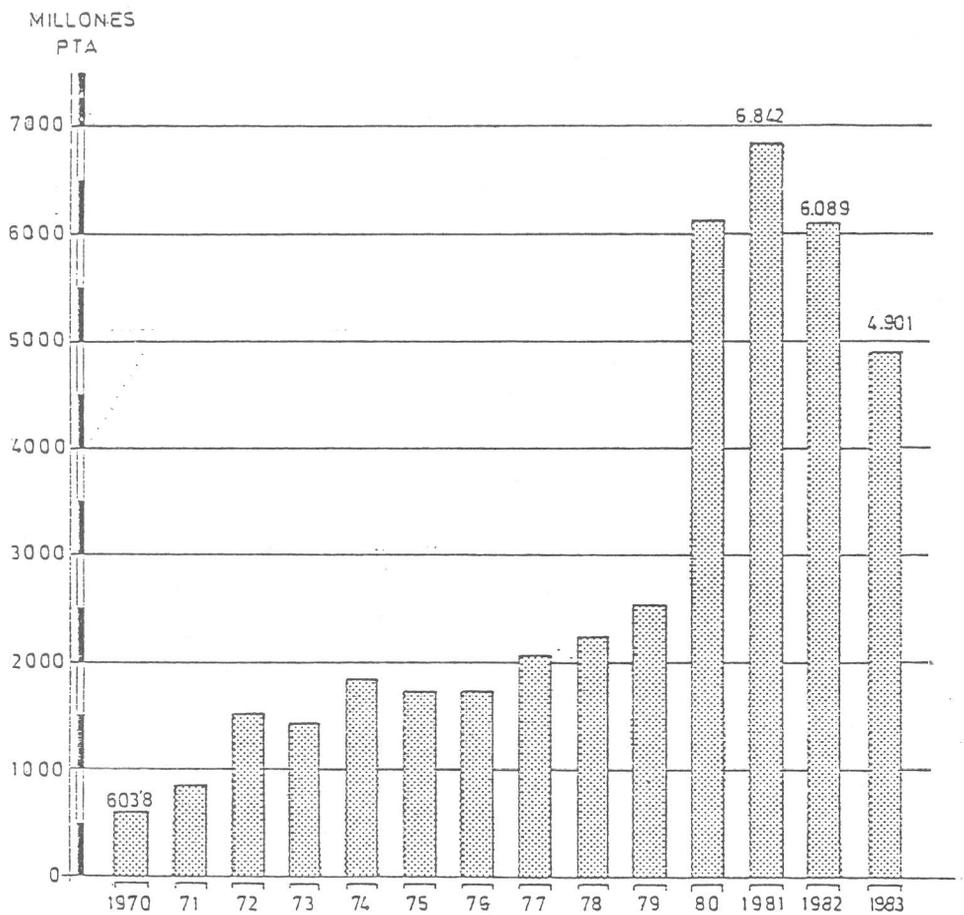


## POTENCIA INSTALADA



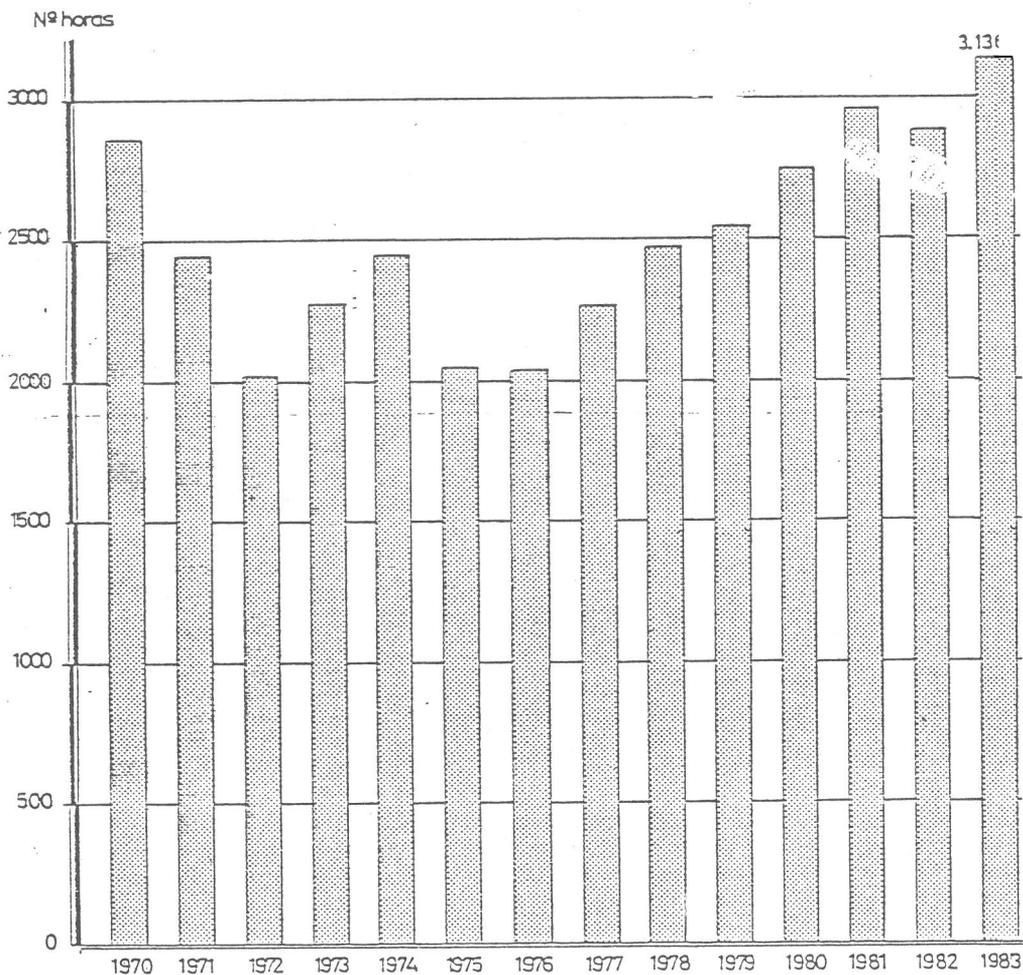


## INVERSIONES ANUALES



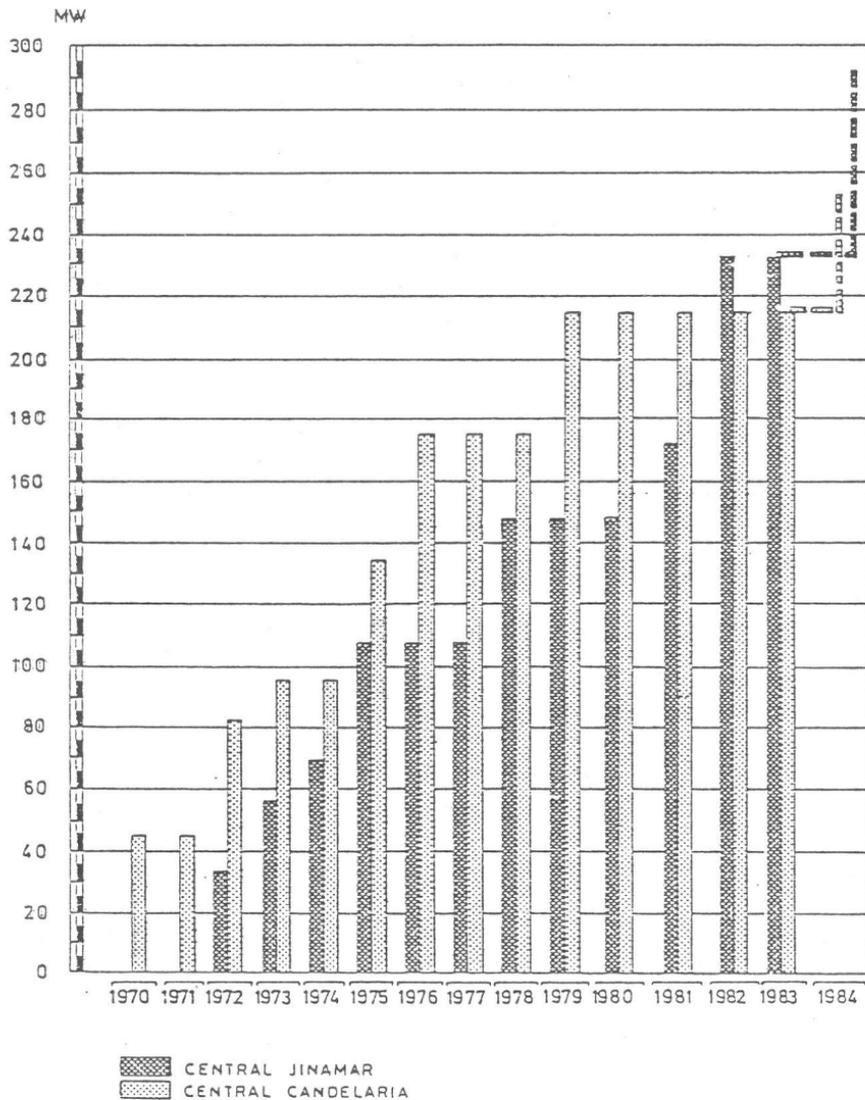


## HORAS DE UTILIZACION



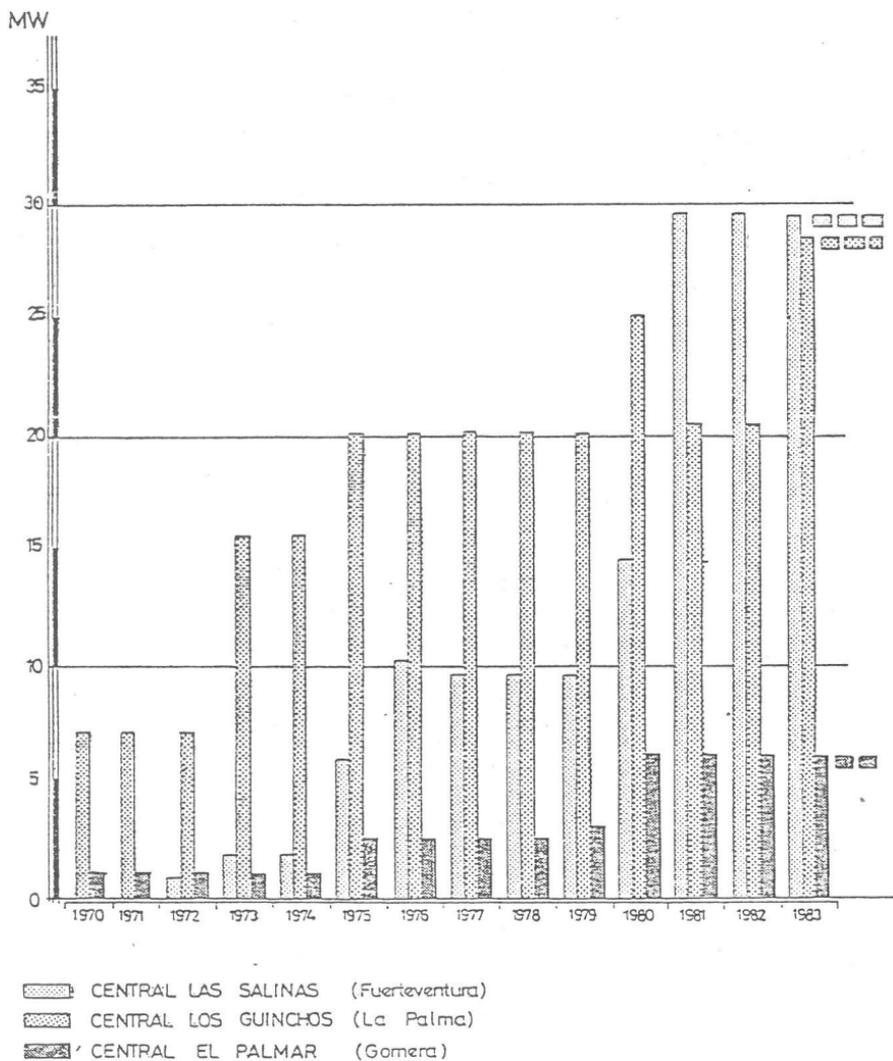


## POTENCIA INSTALADA



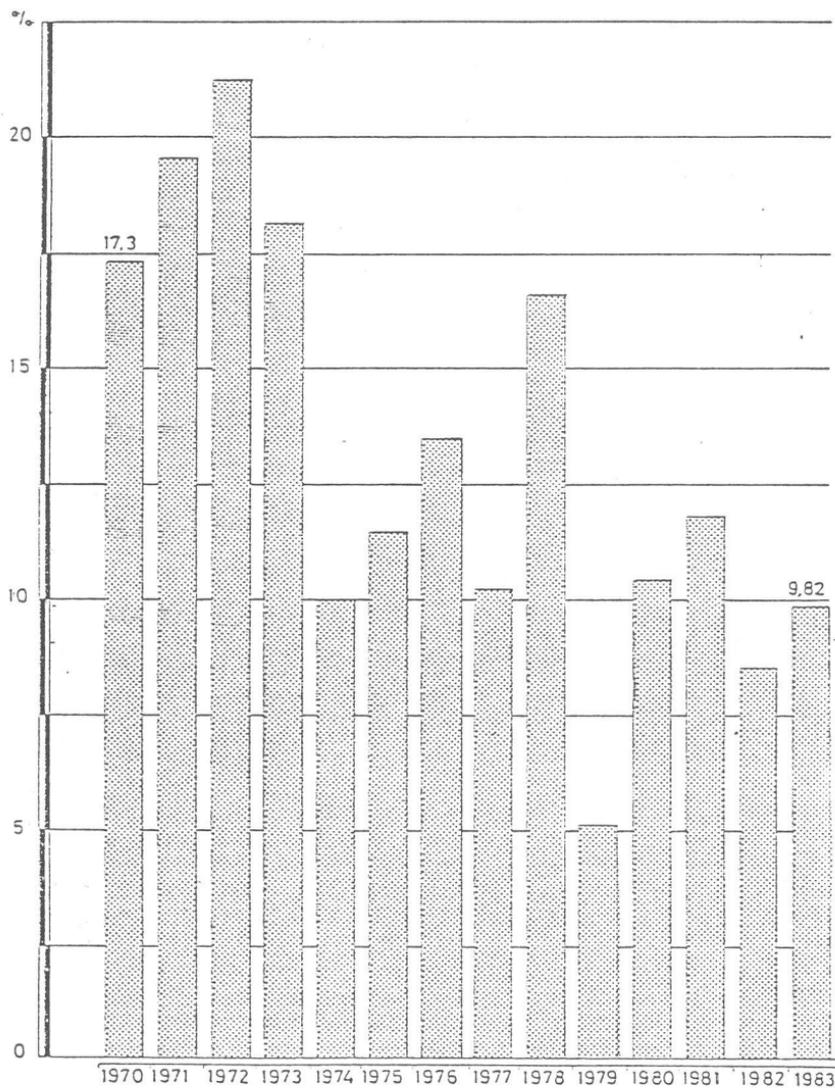


## POTENCIA INSTALADA





## % AUMENTO ENERGIA VENDIDA



PLAN ESTRATEGICO 1905/09

Página n.º

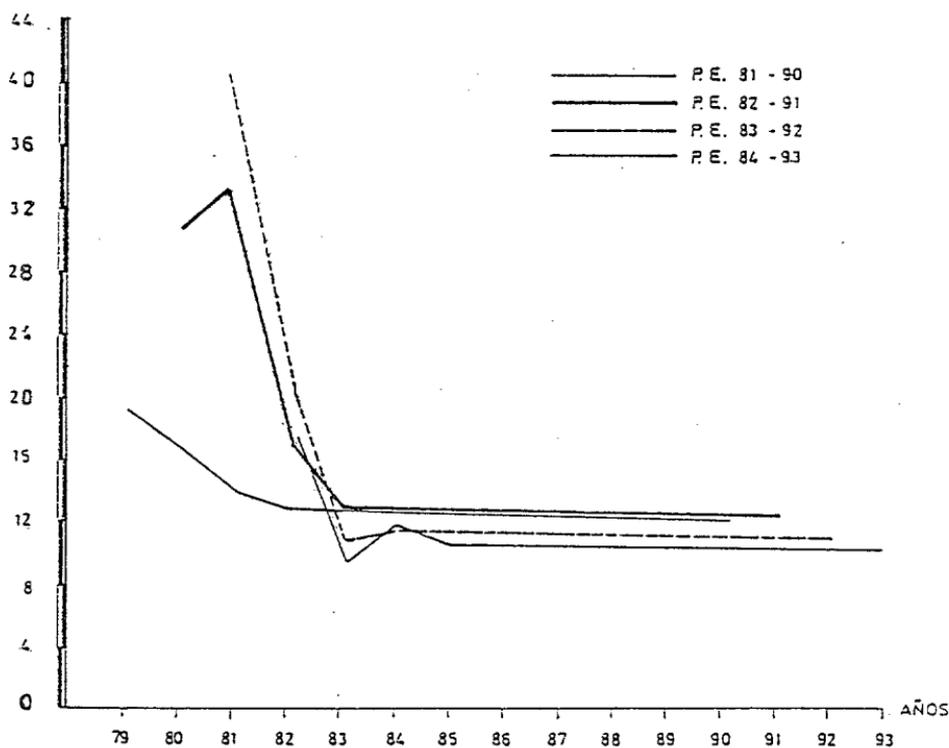
A-108	ENCUADRE MACROECONOMICO (Provisiones a Enero de 1981)	REAL	PREVISIONES		
		1983	1984	1985	1985 y siguientes
A-110	PRODUCTO INTERIOR BRUTO (Tasa de incremento en términos reales)	2,1	2,3	2,5	3
A-120	PRECIOS AL CONSUMO (Tasa de incremento medio anual)	12,6	9,5	8	6,5
A-130	PRECIOS DE PRODUCTOS INDUSTRIALES (Tasa de incremento medio anual)	12,2	9	7	6,5
	DEL PETROLEO				
	—Dólares barril-FOB	29,9	30,3	31,5	3% AUMENTO ANUAL EN \$
	—Tasa de A (ptas./Tm.CIP)	22,4	13,4	5,5	
A-140	PRODUCTOS ENERGETICOS (Tasa aumento precio medio)	8,5	9	6,5	5
	DEL CARBON (térmico) (Tasa aumento precio medio)	10	8	7	6
	DE LAS PRINCIPALES MATERIAS PRIMAS		8	5,5	3%
A-150	PRECIOS DE LA DIVISION O EMPRESA (Tasa de variación media anual)		8-9	5,5-7	3-6,5
	DE LAS VENTAS		8	8	6,5
A-160	CRECIMIENTO DE LA REMUNE- NERACION TOTAL INTEGRAL Tasa de % medio anual (en una plantilla homogénea)	12	8 (1)	7,5	6,5
	PARA EL CONJUNTO DEL PAIS		6,5	7,5	6,5
	EMPRESA/DIVISION PARA SU PLANTILLA				
	TIPO DE INTERES				
A-170	COSTE DE LA FINANCIACION AJENA %	20,4	18,5	17	15
	INTERBANCARIO DE LA PESETA A 6 MESES		9,8	10	9
	LIBOR EN \$ a 6 MESES				7
A-180	PARIDAD PESETA/ \$ USA (Media anual)	143	163	165	Depreciación anual de la prod-

(1) 6,5% para el Sector Público.



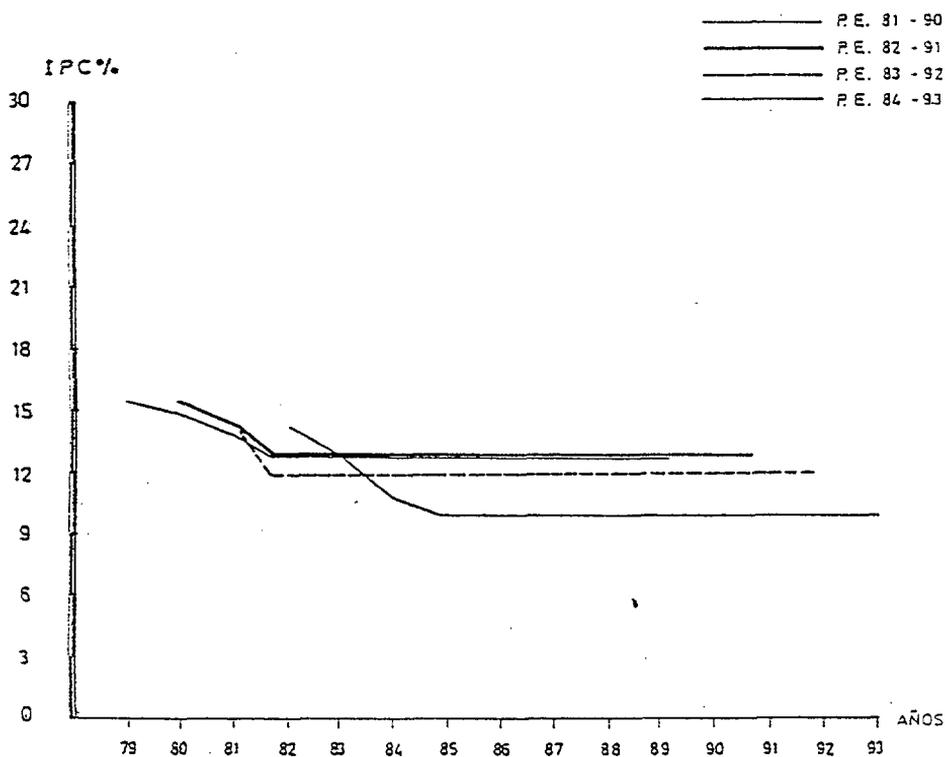
## SUPUESTOS MACROECONOMICOS DE LOS PLANES ESTRATEGICOS

% VENTAS



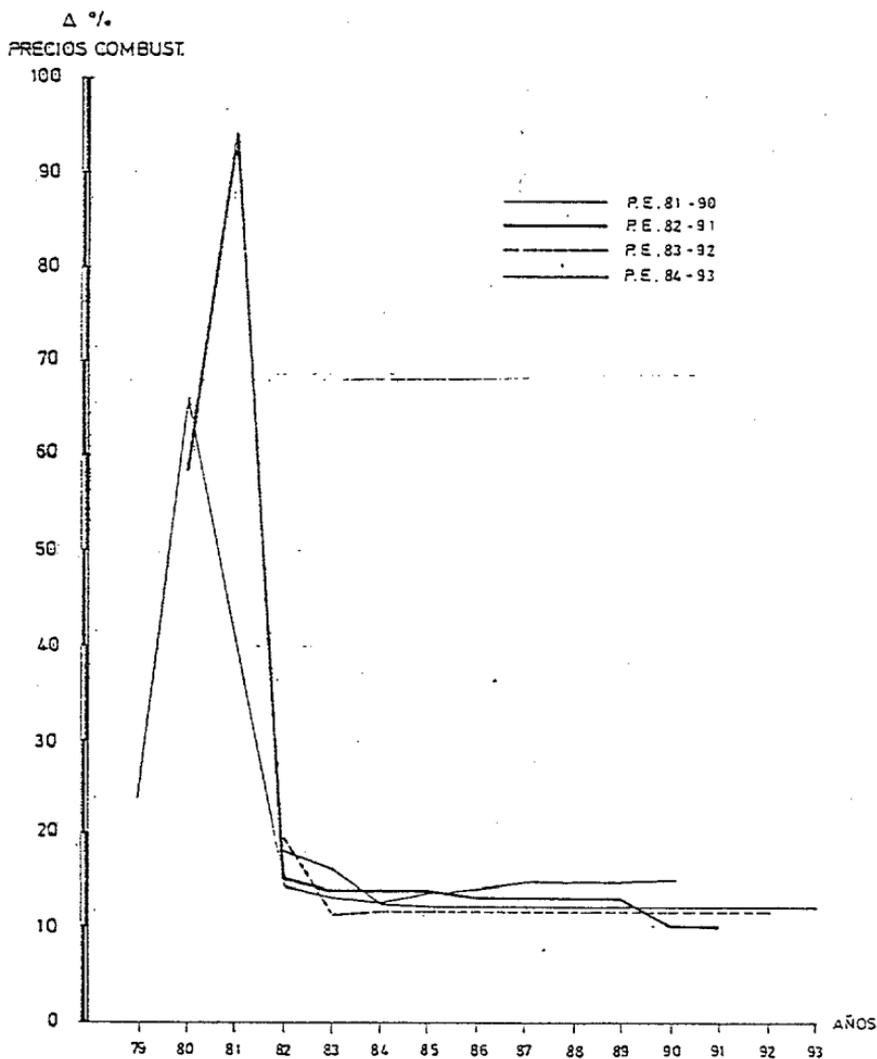


## SUPUESTOS MACROECONOMICOS DE LOS PLANES ESTRATEGICOS



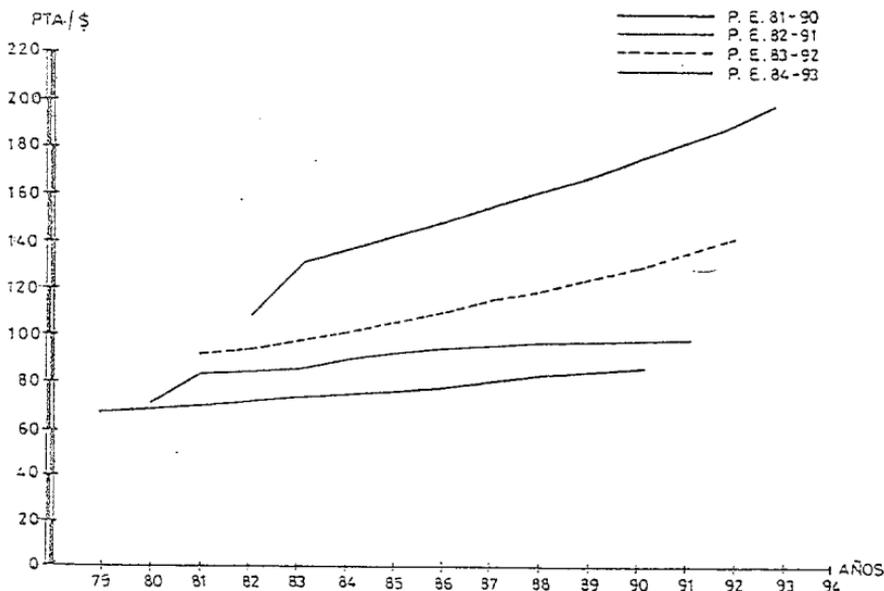
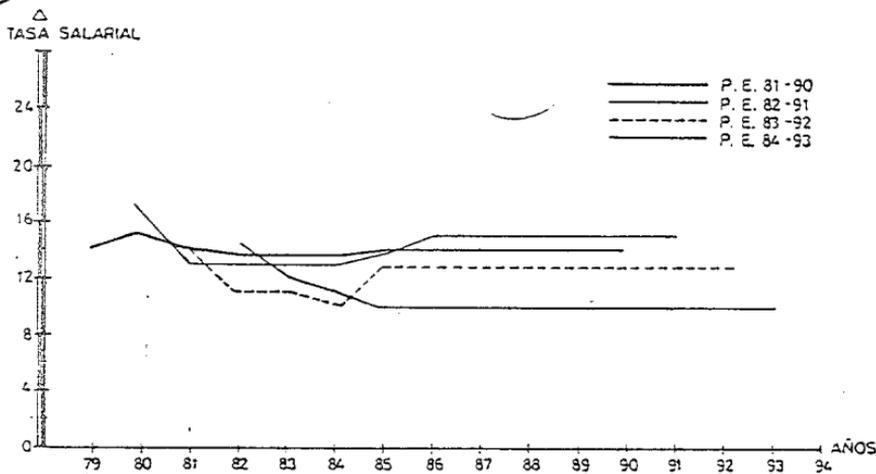


## SUPUESTOS MACROECONOMICAS DE LOS PLANES ESTRATEGICOS





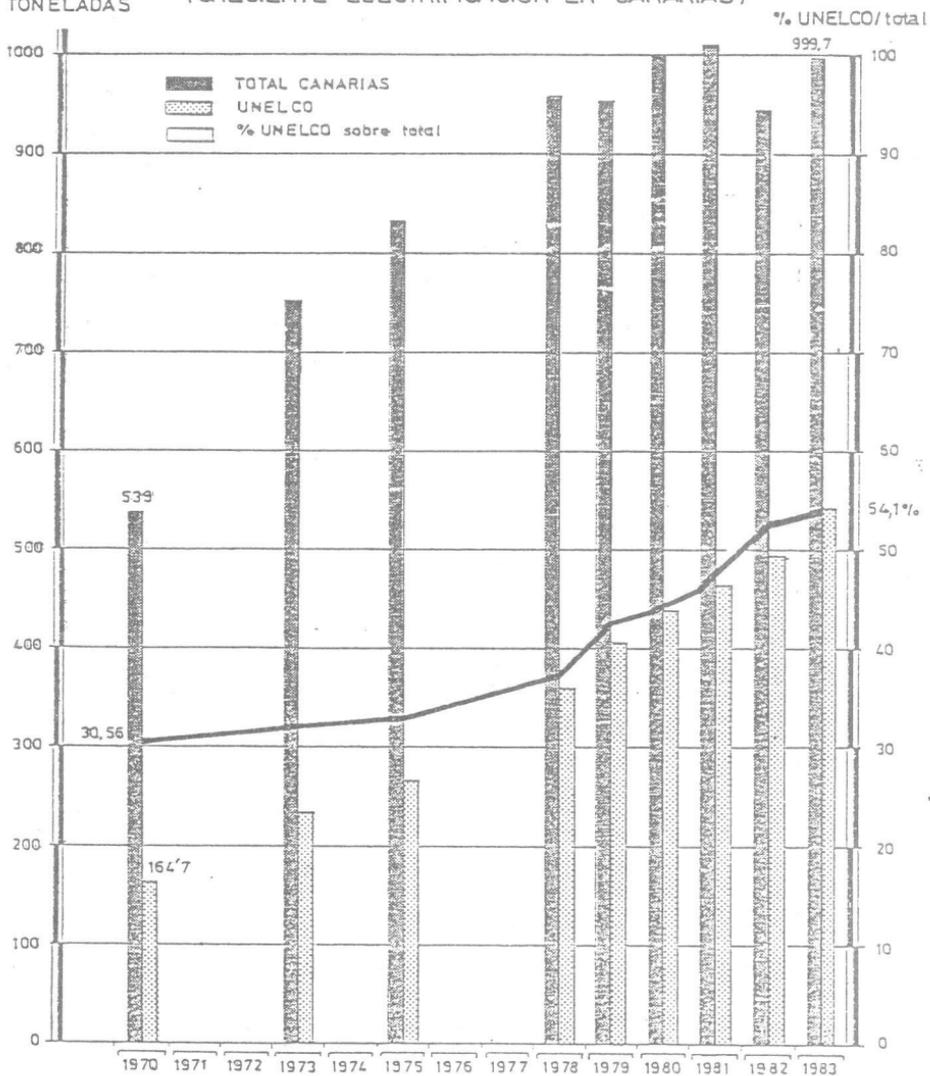
## SUPUESTOS MACROECONOMICOS DE LOS PLANES ESTRATEGICOS





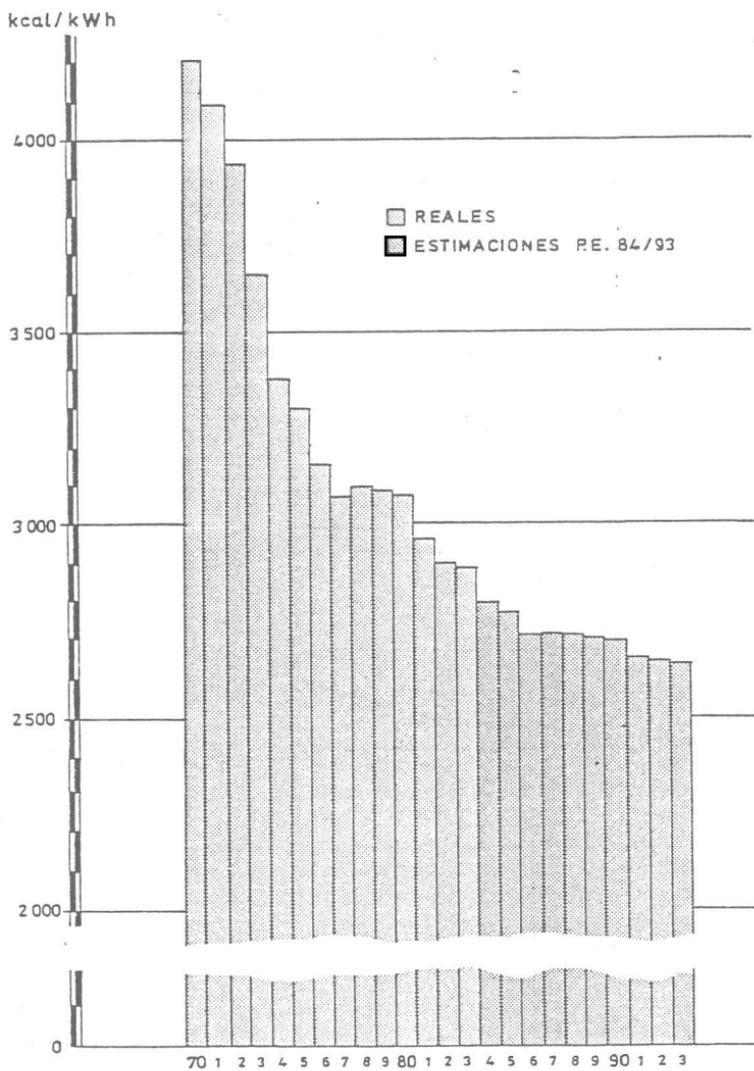
## CONSUMOS DE UNELCO EN COMPARACION CON LOS CONSUMOS EN CANARIAS DE FO + GO + DO + GLP (CRECIENTE ELECTRIFICACION EN CANARIAS)

MILES DE  
TONELADAS



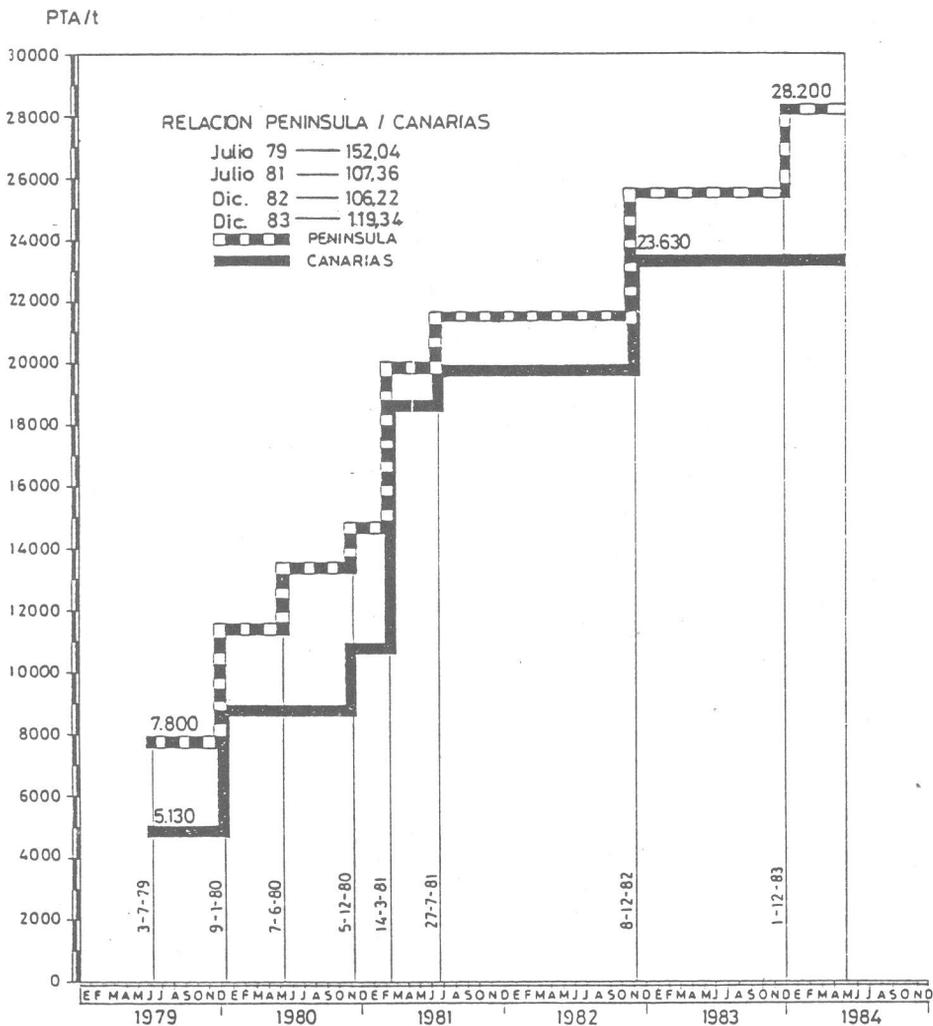


## CONSUMOS ESPECIFICOS





## EVOLUCION DE LOS PRECIOS DEL FUEL - OIL Nº 2



**JORNADAS DE POLITICA ENERGETICA**  
**16 – 17 de Marzo de 1984**

**EQUIPOS PRODUCTIVOS DE ENERGIA  
ELECTRICA PARA LA REGION CANARIA**

Conferenciante:  
Antonio Buitrago Moraleda

## INDICE

	Páginas
INTRODUCCION .....	1
0 - ANTECEDENTES DE LA ECONOMIA CANARIA .....	2 - 7
I - BREVES ANTECEDENTES DEL SECTOR ELECTRICO EN CANARIAS .....	8 - 15
II - CRITERIOS DE ELECCION EQUIPOS PRODUCTIVOS DE ENERGIA ELECTRICA 16 - 31	
BREVE PANORAMICA DE LA SITUACION DEL AGUA EN CANARIAS .....	32 - 36

## INTRODUCCION

### INTRODUCCION

El contenido de esta ponencia pone de relieve la importancia que tiene para el sector eléctrico la toma de decisiones en cuanto a la elección de equipos de generación de energía eléctrica se refiere, a lo largo del tiempo, ya que los incrementos de capacidad de oferta de energía eléctrica, se hacen en estrecha relación con la evolución económica y social de un país o de una región donde la observación permanente de los cambios que se operan en la misma estructura económica permiten ajustar la oferta de electricidad a dichos cambios permitiendo con ello instrumentar, al mismo tiempo, políticas económicas y energéticas que coadyuven ambas a un desarrollo económico y social a largo plazo.

El conocimiento preciso de la evolución de la demanda de energía, desde nuestro particular punto de vista, está ligada al crecimiento de la economía es necesario para una proyección de la oferta de energía eléctrica y siguiendo criterios de estricta eficacia económica.

En las páginas siguientes pasamos revista, en una primer fase a la evolución reciente de la economía y del sector eléctrico en Canarias con el fin de poner de manifiesto todo lo expuesto anteriormente y establecer criterios que hagan comprensible las acciones futuras del sector eléctrico tal y como intentaremos exponer en la última fase de este estudio.

## **0 - ANTECEDENTES DE LA ECONOMIA CANARIA**

## **0 – ANTECEDENTES DE LA ECONOMIA CANARIA**

En estudios recientes elaborados por los Departamentos Económicos del Gobierno Autónomo de Canarias así como por prestigiosos centros universitarios, públicos y bancarios, muestran que Canarias está atravesando el peor momento de su historia debido básicamente al impacto que ha tenido la aguda crisis económica sobre la débil y dependiente economía de la región canaria, sin disponer de las estructuras adecuadas para hacer frente a esta situación en el sentido de potenciar mecanismos correctores que cambien positivamente los desequilibrios provocados.

Entre los aspectos más destacados se señala que la economía del Archipiélago comparada con el resto de las regiones españolas ofrece una estructura diferenciada respecto al modelo de desarrollo económico nacional. Estas diferencias quedan reflejadas sintéticamente en los siguientes puntos:

- Regiones desarrolladas e industrializadas con altas cotas de renta, inducidas por fuertes crecimientos del PIB regional, han conocido inmigraciones procedentes de otras regiones españolas.
- Regiones subdesarrolladas de bajo nivel de renta, con una participación mayoritaria de la agricultura, en

la formación de su PIB, con importantes saldos migratorios.

- Regiones en desarrollo, con un nivel de renta intermedio superior a la media nacional, con un débil crecimiento demográfico.

Por el contrario la economía canaria presenta cotas de renta inferiores a la media nacional con un fuerte crecimiento del sector terciario, con altas tasas de crecimiento demográfico y con un saldo migratorio nulo.

En los cuadros números 1 y 2 se muestran los cambios producidos en la estructura económica de Canarias durante el período 1955 - 1981, resumidos en los siguientes puntos:

- 1.- La población creció a tasas próximas al 2% anual acumulado, casi el doble del ritmo de crecimiento de la media nacional.
- 2.- Se pasa de una actividad económica de pleno empleo en 1955 a una tasa de desempleo próxima del 21% en 1981.
- 3.- La estructura económica cambia profundamente pasando de una economía mayoritaria agraria desde el punto de vista de su participación en la formación del PIB regional a una economía donde el sector terciario (comercio, turismo, etc) contribuye en algo más del 70% en la formación del PIB en 1981.

CUADRO 1

ESTRUCTURA SECTORIAL DEL PRODUCTO INTERIOR BRUTO DE LA REGION CANARIA  
AÑOS 1955 - 1971 - 1979 y 1981

AÑO 1955								
	<u>LAS PALMAS</u>	<u>%</u>	<u>TENERIFE</u>	<u>%</u>	<u>CANARIAS</u>	<u>%</u>	<u>ESPAÑA</u>	<u>%</u>
Agricultura y Pesca .....	90.433	54,6	105.825	63,6	196.258	59	5.372.016	44,9
Industria .....	23.764	14,4	16.753	10,0	40.517	12,2	2.700.634	22,6
Construcción .....	9.372	5,7	8.133	4,9	17.505	5,3	754.400	6,3
Servicios .....	41.933	25,3	36.427	21,8	78.360	23,5	3.137.265	20,2
AÑO 1971								
	<u>LAS PALMAS</u>	<u>%</u>	<u>TENERIFE</u>	<u>%</u>	<u>CANARIAS</u>	<u>%</u>	<u>ESPAÑA</u>	<u>%</u>
Agricultura y Pesca .....	6.607	15,7	5.587	14,3	12.194	15,0	340.161	12,8
Industria .....	4.763	11,3	5.749	14,7	10.512	12,9	747.882	28,2
Construcción .....	5.061	12,0	4.204	10,7	9.265	11,4	186.266	7,0
Servicios .....	25.688	61,0	23.605	60,3	49.293	60,7	1.376.032	52,0
AÑO 1979								
	<u>LAS PALMAS</u>	<u>%</u>	<u>TENERIFE</u>	<u>%</u>	<u>CANARIAS</u>	<u>%</u>	<u>ESPAÑA</u>	<u>%</u>
Agricultura y Pesca .....	20.587	9,5	15.495	7,5	36.082	8,5	966.378	7,5
Industria .....	21.264	9,8	25.407	12,3	46.671	11,0	3.582.044	27,9
Construcción .....	21.603	9,9	21.000	10,1	42.603	10,0	881.582	6,9
Servicios .....	154.018	70,8	145.105	70,1	299.123	70,5	7.388.597	57,7
AÑO 1981								
	<u>CANARIAS</u>	<u>%</u>	<u>ESPAÑA</u>	<u>%</u>				
Agricultura y Pesca .....	8.613	7,0	-	6,4				
Industria .....	13.042	10,6	-	27,4				
Construcción .....	12.181	9,9	-	6,6				
Servicios .....	89.205	72,5	-	59,6				

MARZO/84

CUADRO 2

ESTRUCTURA SECTORIAL DEL EMPLEO EN LA REGION CANARIA (MPTA)

NUMERO DE EMPLEADOS AÑOS 1955 - 1979 y 1981

AÑO 1955

	<u>LAS PALMAS</u>	<u>%</u>	<u>TENERIFE</u>	<u>%</u>	<u>CANARIAS</u>	<u>%</u>	<u>ESPAÑA</u>	<u>%</u>
Agricultura y Pesca .....	1.391	28,1	1.245	26,4	2.636	27,3	86.524	20,5
Industria .....	589	11,1	852	18,0	1.441	14,9	133.178	31,5
Construcción .....	378	7,7	279	5,9	657	6,8	27.152	6,4
Servicios .....	2.583	52,3	2.345	49,7	4.928	51,0	175.503	41,6

AÑO 1979

	<u>LAS PALMAS</u>	<u>%</u>	<u>TENERIFE</u>	<u>%</u>	<u>CANARIAS</u>	<u>%</u>	<u>ESPAÑA</u>	<u>%</u>
Agricultura y Pesca .....	44.858	19,9	49.738	22,7	94.596	21,3	1.627.773	20,4
Industria .....	22.532	10,0	21.171	9,7	43.703	9,8	3.292.432	25,6
Construcción .....	26.533	11,8	27.310	12,5	53.843	12,1	1.145.914	8,9
Servicios .....	131.323	58,3	120.718	55,1	252.047	56,8	5.819.469	45,1

AÑO 1981

	<u>CANARIAS</u>	<u>%</u>	<u>ESPAÑA</u>	<u>%</u>
Agricultura y Pesca .....	83.304	19,4	-	18,5
Industria .....	39.505	9,2	-	25,5
Construcción .....	44.229	10,3	-	8,3
Servicios .....	262.366	61,1	-	47,7
TOTAL .....	429.404	100	-	100

MARZO/1984

Se destaca en los análisis antes reseñados que el desequilibrio socio-económico que ha provocado la crisis económica mundial y en buena medida el modelo de desarrollo aplicado en el Archipiélago Canario, en los últimos años de los setenta y principios de los ochenta, el cual debería ser adaptado a las nuevas exigencias de la realidad actual en la que se encuentra inmersa Canarias, propiciando nuevos comportamientos sociales y económicos que permitan, en el menor plazo posible, un cambio cualitativo en la tendencia seguida hasta hoy de la economía consiguiendo un punto de inflexión a la situación actual y permita a los cien mil canarios desempleados una luz de esperanza a corto plazo, así como a miles de jóvenes que cada año buscan su primer empleo.

Todo ello, aconseja que un esfuerzo solidario debe hacerse entre el Estado Español y el Gobierno Autónomo de la Región Canaria, ya que el Archipiélago difícilmente podrá superar la crisis económica y social que atraviesa.

La solidaridad del Estado se tiene que manifestar en la solución de problemas tales como el del agua, el energético, transporte, etc. En definitiva, lo que Canarias va a necesitar, urgentemente, es que se reconozca, por las instituciones del Estado Español, que el aislamiento del Archipiélago conlleva unos costes económicos y sociales que tienen que ser compartidos con el resto de las regiones españolas.

Finalmente, se subraya que la Empresa Pública tiene que significarse en Canarias colaborando en la capitalización de la región así como siendo elemento decisivo para la detención de la crisis y la reactivación del quehacer económico.

# **I – BREVES ANTECEDENTES DEL SECTOR ELECTRICO EN CANARIAS**

## I— BREVES ANTECEDENTES DEL SECTOR ELECTRICO EN CANARIAS

En síntesis la historia del sector eléctrico en los últimos catorce años, desde una perspectiva empresarial, se puede denominar el período de consolidación de la Empresa Pública eléctrica en Canarias configurándose como un monopolio de oferta con precios intervenidos por el Gobierno y que ha cumplido satisfactoriamente la difícil misión de suministrar permanentemente la energía eléctrica necesaria para el desenvolvimiento económico y social de la región.

Esta etapa, que se inicia en Junio de 1969, cuando el INI, cumpliendo las instrucciones de la Administración Central, adquiere las acciones de CENPUC en UNELCO, que representaban el 97% del capital social de la empresa quedando el INI como accionista mayoritario, se caracteriza fundamentalmente por un fuerte incremento de la demanda de energía eléctrica durante el período situado entre 1969 y 1973 como queda reflejado en el cuadro nº 3

En la historia económica del Archipiélago Canario, este período se configuró como el «tercer período» del crecimiento del turismo y que a su vez, también se caracterizó por la expansión de la construcción a través del apartamento y de la inversión extranjera promocionando la construcción de complejos turísticos en Fuerteventura, Lanzarote, Litoral Sur de Tenerife y consolidación de los núcleos del Puerto de la Cruz y del Sur de Gran Canaria. Todo lo cual, impulsó fuertemente el cambio producido en la estructura económica de Canarias tal y como se representa en el cuadro nº 1 y 2.

Posteriormente, la crisis económica desencadenada en 1973/1974, no afectó de manera especial la actividad turística en Canarias, y aunque sí disminuyó la actividad de la construcción, el turismo en las islas conoce, en los últimos años, una recuperación sostenida, que junto a la actividad creciente del sector del agua, explica, en buena

medida, que los consumos hayan crecido a tasas superiores al 10%, excepto en 1979 que se sitúa ligeramente por encima del 5%.

Además, hay que destacar que, a partir de 1979, la evolución creciente de los precios del fuel—oil a los precios de la energía eléctrica en Canarias ha contribuído a sustituir este combustible por electricidad en numerosos usos. Por otro lado, como se muestra en el cuadro nº 4 y 5 la participación de la energía eléctrica por unidad de PIB regional ha progresado a ritmos ciertamente elevados, todo lo cual explica la evolución de la demanda a niveles próximos al 10%, salvo que en 1982 se situó alrededor del 8,5%.

Desde un punto de vista técnico—económico, el sector eléctrico canario se caracteriza también por sus reducidas dimensiones y por la separación de las redes eléctricas entre islas, ya que únicamente están interconectadas eléctricamente Fuerteventura y Lanzarote. Todo ello supone una dispersión del mercado y un coste elevado del ciclo de producción — transporte — distribución de energía eléctrica.

La imposibilidad técnica de contar con una red interconectada eléctricamente hace necesario grupos generadores de pequeña potencia, como se muestra en el cuadro nº 6 que se representa las características de los grupos instalados en UNELCO hasta el año 1983, con consumos específicos elevados, lo cual repercute negativamente sobre los costes de producción.

En el cuadro nº 6 se puede ver que la generación de energía eléctrica se hace prácticamente con combustibles líquidos, ya que éstos se adaptan mejor, teniendo en cuenta el desarrollo tecnológico actual, a unidades de baja potencia, de regulación y modulación rápida a la curva de demanda de potencia eléctrica de cada isla.

## Cuadro 3

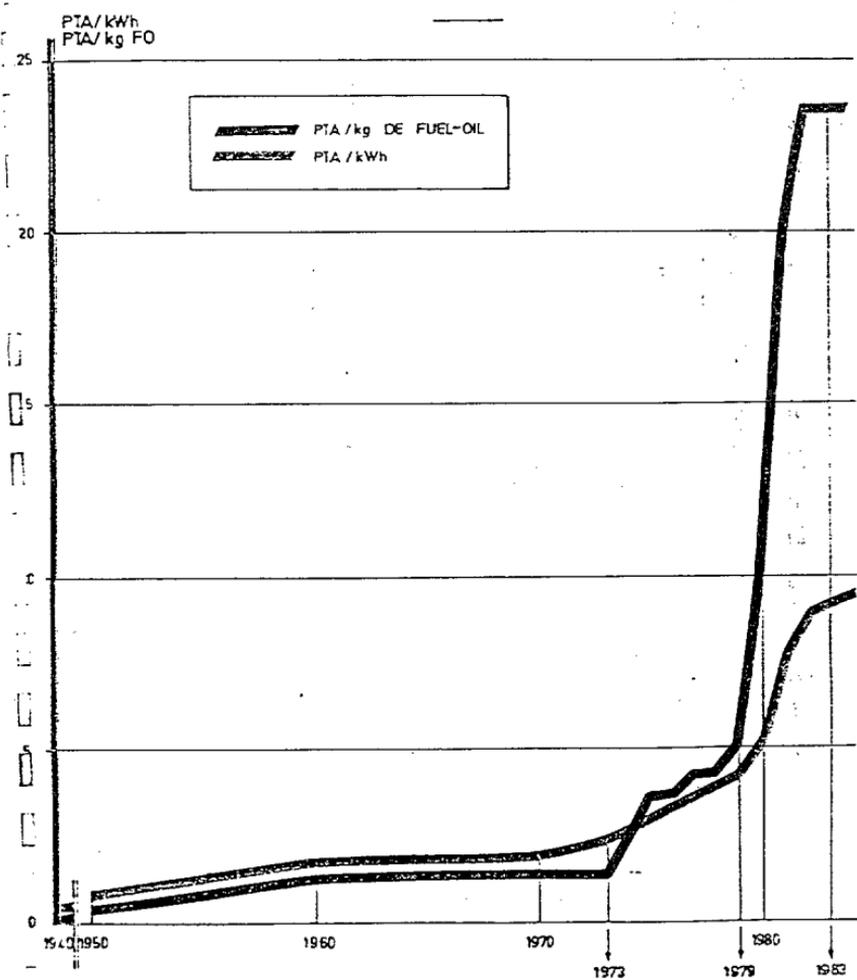
## ENERGÍA VENDIDA 1970-1982

GWh

AÑO	G. CANARIA	%	TENERIFE	%	LA PALMA	%	GOMERA	%	HIERRO	%	FVRA.	%	LANZAROTE	%	TOTAL	%
1970	172,5	-	143,9	-	20,2	-	0,6	-	-	-	-	-	-	-	336,6	-
1971	204,7	18,7	176,0	22,3	22,3	19,7	0,7	12,2	-	-	-	-	-	-	403,7	19,9
1972	254,0	24,0	210,2	19,5	24,6	10,2	0,9	35,8	0,1	-	0,4	-	-	-	489,8	21,3
1973	313,0	23,2	234,9	11,7	29,1	18,2	1,1	29,7	0,2	244,5	1,3	210,6	-	-	579,6	18,6
1974	349,1	11,6	249,6	6,3	35,4	22,5	1,7	38,9	0,3	54,3	1,5	15,6	-	-	637,6	10,0
1975	381,1	9,1	269,1	7,8	40,7	14,9	2,4	45,1	0,5	83,8	3,3	11,8	13,6	-	710,6	11,
1976	439,3	15,3	292,5	8,7	43,2	6,3	3,3	37,0	1,2	134,5	5,7	70,8	21,4	57,4	806,6	13,
1977	480,8	9,4	323,2	10,5	44,1	2,1	3,4	3,2	2,6	4,1	7,4	29,0	28,1	31,4	889,6	10,
1978	559,1	16,3	363,3	12,4	52,5	18,8	4,0	18,5	3,7	42,1	21,8	19,7	32,2	14,6	1.029,2	15,
1979	568,8	1,7	390,5	7,5	52,9	0,9	5,2	28,9	3,5	-5,4	32,2	4,8	35,9	1,1	1.089,0	5,8
1980	628,5	10,6	425,4	8,9	56,8	7,4	6,0	14,9	3,7	4,6	39,6	22,8	41,5	15,7	1.201,5	10,
1981	698,3	11,0	480,6	13,0	61,7	8,5	8,6	44,4	4,4	19,0	43,2	9,2	46,7	12,6	1.343,5	11,2
1982	748,2	7,1	528,7	10,0	61,3	-0,6	8,8	1,8	4,6	4,9	47,7	10,4	58,6	25,2	1.457,9	8,5
1983	816,7	9,2	571,4	8,1	72,9	18,8	11,8	33,8	5,0	7,6	57,9	21,3	65,5	11,9	1.601,2	9,8

Marzo 1984

EVOLUCION DEL PRECIO DEL FUEL-OIL Y  
DEL PRECIO MEDIO DE VENTA DEL kWh  
EN CANARIAS



**Cuadro 5****CONTENIDO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL P I B**

P I B		ENÉRGIA VENDIDA		CONSUMOS ESPECIFICOS		
MPTA (70)		MWh		kWh/k PTA (70)		
LP	TF	LP	TF	LP	TF	
1971	40.691	37.701	204.646	198.951	5,03	5,28
1973	46.546	43.740	314.258	256.385	6,75	6,07
1975	45.961	44.417	397.972	312.857	8,66	7,04
1977	50.816	48.633	516.263	373.296	10,16	7,68
1979	60.675	49.884	636.887	452.137	10,50	9,06
1981	64.059	58.981	787.893	555.610	12,30	9,42

CUADRO Nº 6

PARQUE DE GRUPOS GENERADORES DE UNELCO PARA EL AÑO 1983

CENTRAL	PROVINCIA	COMBUSTIBLE	REFRIGERACION	Nº DE GRUPOS	AÑO PUESTA EN SERVICIO	POTENCIA DE CADA GRUPO kW	POTENCIA DE LA CENTRAL kW
Jinámar	Las Palmas (G.Canaria)	F.O. y G.O.	Agua de mar	1º	1972	33.150	232.600
				2º	1973	12.000	
				3º	1973	12.000	
				4º	1974	12.000	
		5º	1975	40.000			
		6º	1978	40.000			
		7º	1981	23.450			
		8º	1982	60.000			
Guanarteme	Las Palmas (G.Canaria)	G.O.	Aire	1º	1967	17.500	64.740
				2º	1969	12.840	
				3º	1971	17.200	
				4º	1971	17.200	
Las Salinas	Las Palmas (Fvt)	F.O. y D.O.	Agua de mar	1º	1975	4.320	28.720
				2º	1976	4.320	
				3º	1980	5.040	
				4º	1981	7.520	
				5º	1981	7.520	
Punta Grande	Las Palmas (Lanzarote)	G.O.	Agua de mar	1º	1975	622	11.078
				2º	1975	556	
				3º	1975	2.560	
			Aire	4º	1980	2.560	
				5º	1980	2.560	
				6º	1982	2.220	

CUADRO Nº 6

PARQUE DE GRUPOS GENERADORES DE UNELCO PARA EL AÑO 1983

CENTRAL	PROVINCIA	COMBUSTIBLE	REFRIGERACION	Nº DE GRUPOS	AÑO PUESTA EN SERVICIO	POTENCIA DE CADA GRUPO KW	POTENCIA DE LA CENTRAL KW		
Candelaria	S/C Tenerife	F.O. y G.O.	Agua de mar	1º	1967	22.000	216.188		
				2º	1967	22.000			
				3º	1972	16.188			
		G.O.	Aire	4º	1972	12.000			
				5º	1972	12.000			
				F.O. y G.O.	Agua de mar	6º		1973	12.000
						7º		1975	40.000
						8º		1976	40.000
				9º	1979	40.000			
Los Guinchos	S/C Tenerife (La Palma)	G.O.	Agua de mar	1º	1967	1.576	28.672		
				2º	1967	1.576			
				3º	1973	4.320			
		F.O. y D.O.		4º	1973	4.320			
				5º	1975	4.320			
				6º	1980	5.040			
				7º	1983	7.520			
S. Sebastian (El Palmar)	S/C Tenerife (La Gomera)	G.O.	Agua de mar	1º	1968	264	6.322		
				2º	1968	264			
				3º	1968	264			
				4º	1975	500			
				5º	1975	500			
				6º	1978	730			
				7º	1979	600			
				8º	1980	1.600			
				9º	1980	1.600			
Llanos Bl.	S/C Tenerife (Hierro)	G.O.	Aire	1º	1973	250	2.795		
				2º	1973	250			
				3º	1976	260			
				4º	1976	260			
				5º	1976	500			
				6º	1978	500			
				7º	1979	775			

## **II – CRITERIOS DE ELECCION EQUIPOS PRODUCTIVOS DE ENERGIA ELECTRICA.**

## **II – CRITERIOS DE ELECCION EQUIPOS PRODUCTIVOS DE ENERGIA ELECTRICA.**

A las características anteriormente enunciadas del sector eléctrico se añade otra de gran importancia que lo diferencia del resto de los sectores energéticos y es que la electricidad no se puede almacenar.

Todo ello, obliga a que la producción y el consumo se realicen al mismo tiempo. Este fenómeno, que configura el funcionamiento y establece las bases de explotación del sector eléctrico, a lo largo del tiempo está condicionado por la forma y evolución de la curva de demanda ó en términos técnicos la curva de carga. La forma de la curva de carga pasa de tres sistemas eléctricos que vienen representados en los gráficos nº 1 y 2 para dos días significativos del año 1983; miércoles 26 de Enero y miércoles 27 de Julio. Por ello, el problema fundamental de la gestión óptima del sector consiste en garantizar en cada momento del día, de la semana, etc. el nivel demandado por el mercado en términos de potencia eléctrica y no en términos de energía como es el caso para los otros sectores energéticos. Por tanto, las empresas productoras deben disponer constantemente de los grupos generadores necesarios para adaptar la potencia disponible en barras de las centrales a la evolución de la curva de carga del mercado. Así pues, la demanda de energía es muy variable, no sólo a lo largo de un mismo día, sino que además varía de un día a otro. Todo ello, pone de manifiesto que son numerosas las

variables que entran en juego en la formación y nivel de la curva de carga eléctrica del mercado. Entre los más destacados se encuentran los aspectos físicos tales como la temperatura, la pluviometría, la situación de los centros de consumo, la estación del año. Por otro lado, los factores económicos tales como los flujos turísticos, la actividad económica de tipo coyuntural de ciertos sectores, potabilización de agua, los precios de la energía, etc. constituyen las variables externas que modulan en el tiempo dicha curva.

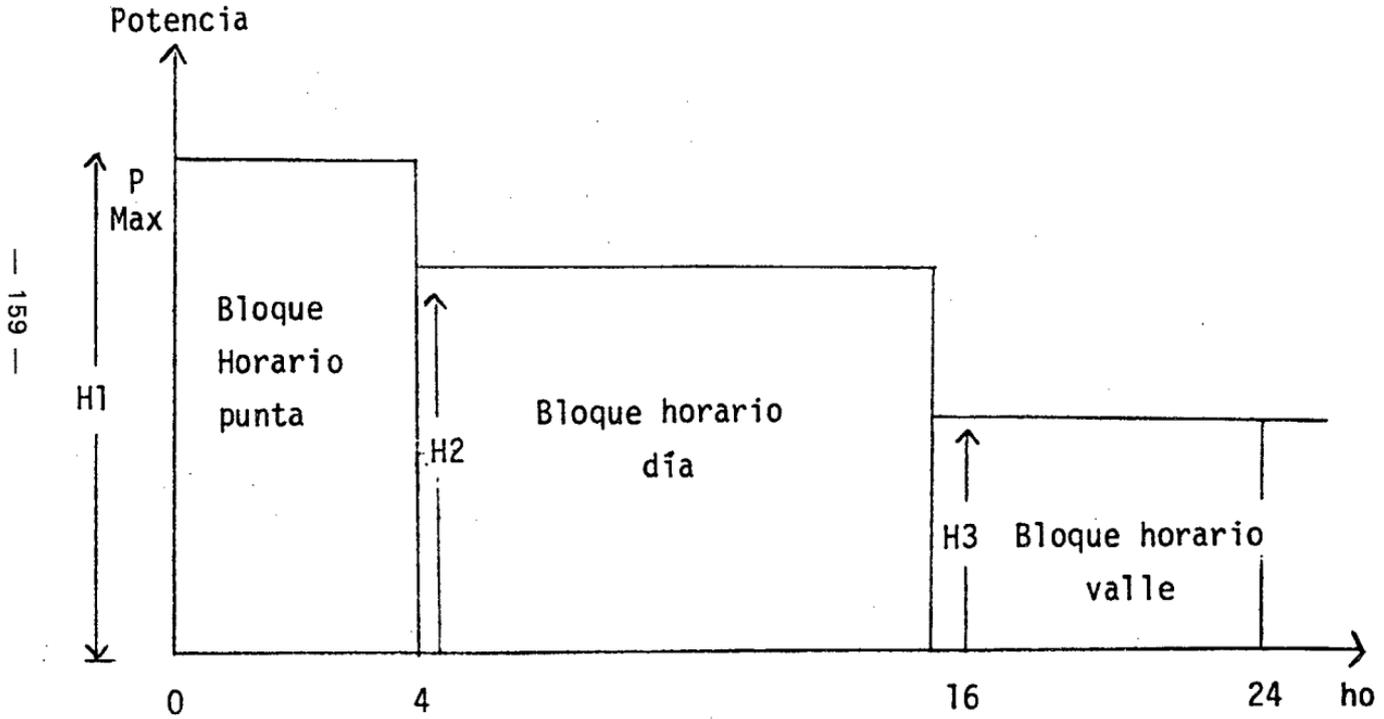
Como se observa en los gráficos 1 y 2 la forma de la curva de carga del mercado, se puede dividir en tres bloques horarios definidos en los siguientes epígrafes:

- . Bloque horario de punta, cuya duración es de 4 horas, al anochecer.
  
- . Bloque horario de día de 12 horas de duración, durante el día.
  
- . Bloque horario valle, cuya duración es de 8 horas, denomina curva de carga mínima durante la noche.

La transformación de la curva de carga del mercado eléctrico, siguiendo la definición mencionada facilita el análisis de la evolución de la potencia solicitada al sector eléctrico a lo largo de cualquier hora del día, del año considerado. La forma de la nueva curva de carga viene dado por el gráfico nº 3.

El doble problema que debe resolver el planificador del sector eléctrico, para realizar las previsiones de cómo va a evolucionar el parque de grupos generadores de energía, consiste, por un lado, en predecir los cambios que se van a operar a lo largo del tiempo en la comparación de las alturas H1, H2 y H3 de los tres bloques horarios. Por otro lado, y éste es el aspecto más importante para las empresas eléctricas, se proyectará la evolución del bloque horario de punta, ya que es este bloque el que determina la capacidad o potencia máxima que hay que garantizar, y por lo tanto, el

Gráfico 3



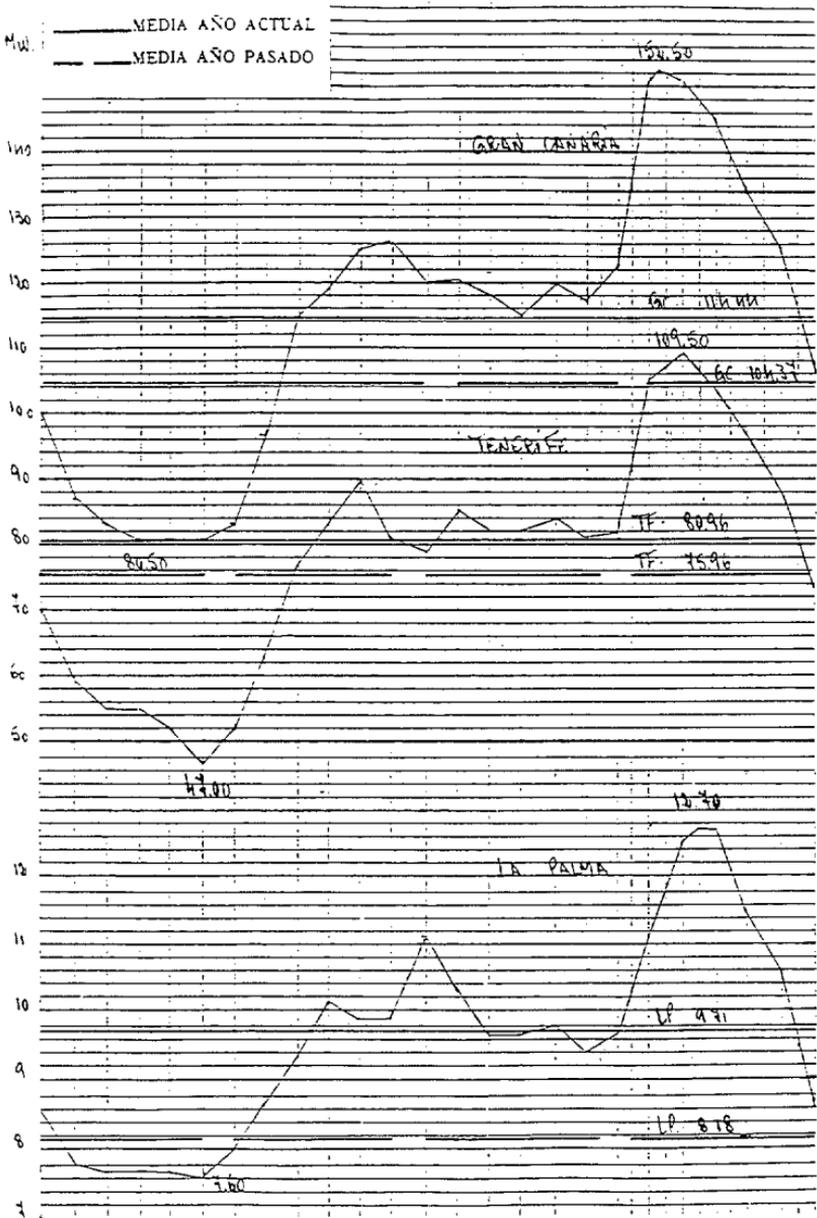


Gráfico 1

CURVA DE CARGA DEL MERCADO ELECTRICO

Miércoles, 26 de Enero de 1983

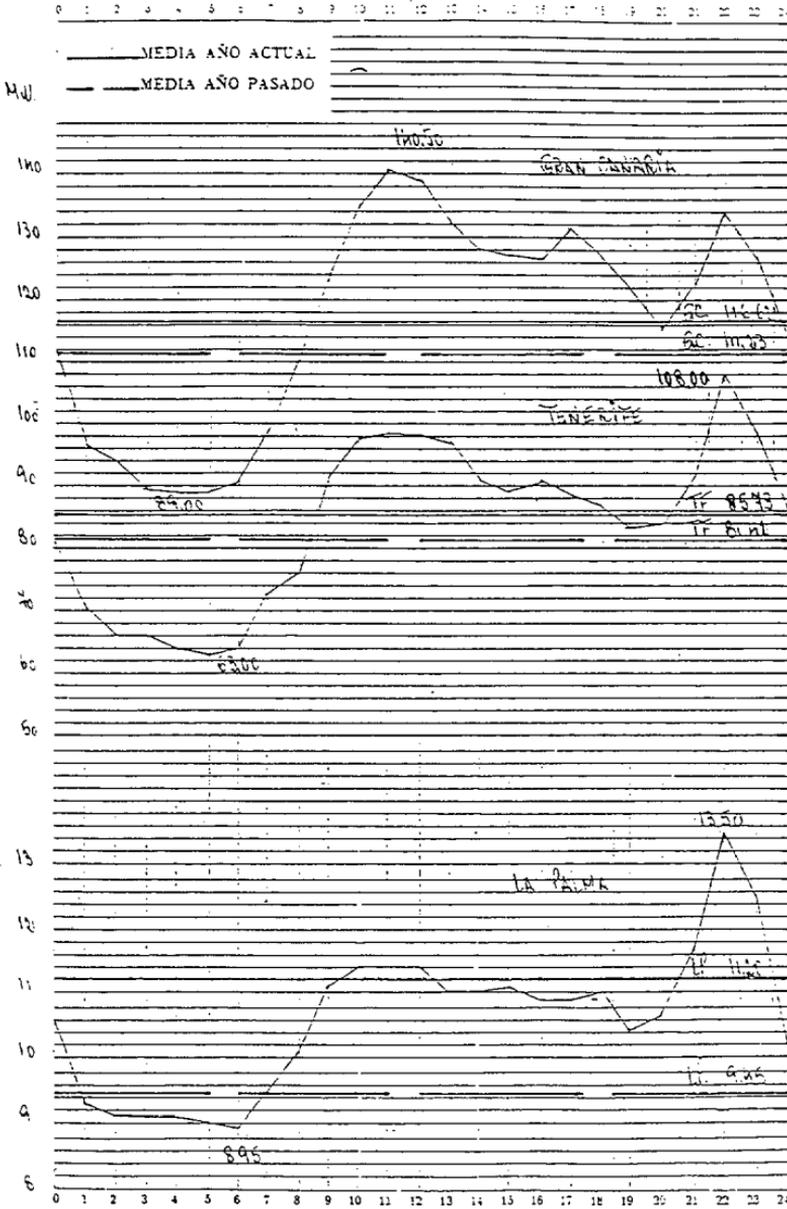


Gráfico 2

CURVA DE CARGA DEL MERCADO ELÉCTRICO

Miércoles, 27 de Julio de 1983

Cuadro nº 7

## PUNTAS MAXIMAS

MW  
Sistema

Años	Gran Canaria	%	Tenerife	%	La Palma	%	Goмера	%	Hierro	%	Fuerteventura	%	Lanzarote	%
1970	52,7	-	41,1	-	6,5	-	0,3	-	-	-	-	-	-	-
1971	60,3	14,3	52,7	29,3	5,9	8,9	0,3	1,7	0,03	-	-	-	-	-
1972	72,0	19,4	62,2	18,0	6,7	13,4	0,4	35,3	0,05	30,0	0,4	-	-	-
1973	85,3	18,5	66,2	6,5	8,2	22,6	0,5	15,0	0,1	115,0	0,4	13,5	-	-
1974	88,9	4,2	68,1	3,0	9,0	10,3	0,6	30,0	0,1	26,2	0,5	15,5	-	-
1975	96,0	8,0	73,0	7,2	10,0	11,5	0,7	18,7	0,3	100,0	1,3	168,0	6,7	-
1976	103,0	7,3	77,5	6,0	10,8	7,0	0,9	29,5	0,6	119,2	1,6	21,5	7,0	4,0
1977	118,2	14,8	84,0	8,4	11,5	6,1	1,0	13,8	0,9	50,3	-	10,9	27,0	-
1978	131,4	11,2	96,0	14,2	13,2	15,8	1,2	15,6	1,2	45,3	-	14,9	36,7	-
1979	136,1	3,6	99,0	3,1	13,0	1,3	1,6	30,0	1,0	22,9	-	15,8	5,7	-
1980	148,8	9,3	103,0	4,0	14,2	8,8	1,8	13,4	1,0	1,5	-	17,8	12,8	-
1981	154,8	4,0	111,0	7,8	13,7	3,5	2,0	15,8	1,0	10,3	-	20,5	15,4	-
1982	165,5	7,0	116,0	4,5	13,8	0,3	2,5	22,0	1,3	24,0	-	24,2	18,0	-
1983	171,5	3,7	129,0	11,2	15,0	9,4	2,7	6,8	1,4	10,5	-	29,6	22,3	-

nivel de inversiones que hay que realizar constantemente para satisfacer la demanda del mercado.

Los métodos utilizados para la proyección de la potencia máxima utilizan series de datos de cómo ha evolucionado dicha curva de carga a lo largo del tiempo, como se representa en cuadro nº 7 y datos económicos y de la población como variables ligadas a la evolución de la curva citada.

Conviene destacar que la variable básica externa, que utilizan los modelos econométricos empleados para el estudio de la evolución de la curva de carga, es el «factor de modulación» que permite configurar la forma y estructura en el tiempo de la curva de carga y se calculan a partir de series históricas observadas, aunque a veces es conveniente, realizar ciertas ponderaciones a través de encuestas realizadas directamente en los distintos sectores económicos considerados homogéneos y representativos.

Se admite que la evolución de los factores de modulación está motivada por las siguientes causas:

- La primera de ellas es la evolución de la estructura de los consumos de los sectores, puesto que un cambio en la relación entre la energía eléctrica distribuída en baja y alta tensión, modifica los valores de los coeficientes de modulación. Si estos cambios son relativamente homogéneos, se puede realizar una proyección de los valores cuyo período puede estar comprendido entre 3 a 5 años. Este es, de forma sintética, el principio del modelo de extrapolación utilizado.
- La segunda causa tiene su origen en la tendencia que presentan una buena parte de los sectores a cambiar su estructura de consumo en función del progreso técnico y fundamentalmente de los cambios que se producen, en el tiempo, en el sistema de los precios relativos de la energía.

- Cabe destacar que los cambios en la estructura de consumo se realizan, la mayor parte de las veces, muy lentamente, debido básicamente a la amplia vida técnico-económica de los equipos, lo cual permite construir varios escenarios de la tendencia al cambio de los coeficientes de modulación a medio y largo plazo.

La proyección de la curva de carga del mercado se realiza una vez que se dispone de la serie histórica de la misma y estableciendo, como ya hemos dicho anteriormente, comparaciones entre el bloque punta y el bloque día comprobando que dicha relación es constante a lo largo del tiempo. Sin embargo, la relación en el bloque punta y el bloque valle disminuye con el tiempo.

Empleando modelos llamados econométricos globales se obtiene las previsiones futuras de la evolución de la potencia demandada por el mercado las que representamos en los gráficos 3, 4, 5 y 6.

Conocidas la curva de carga del mercado se establece los criterios para estimar los nuevos grupos de generación que el sistema eléctrico va a necesitar para satisfacer la demanda, teniendo en cuenta las características de la curva de carga estimada cuyos rasgos más destacados son:

### **Islas Gran Canaria – Tenerife**

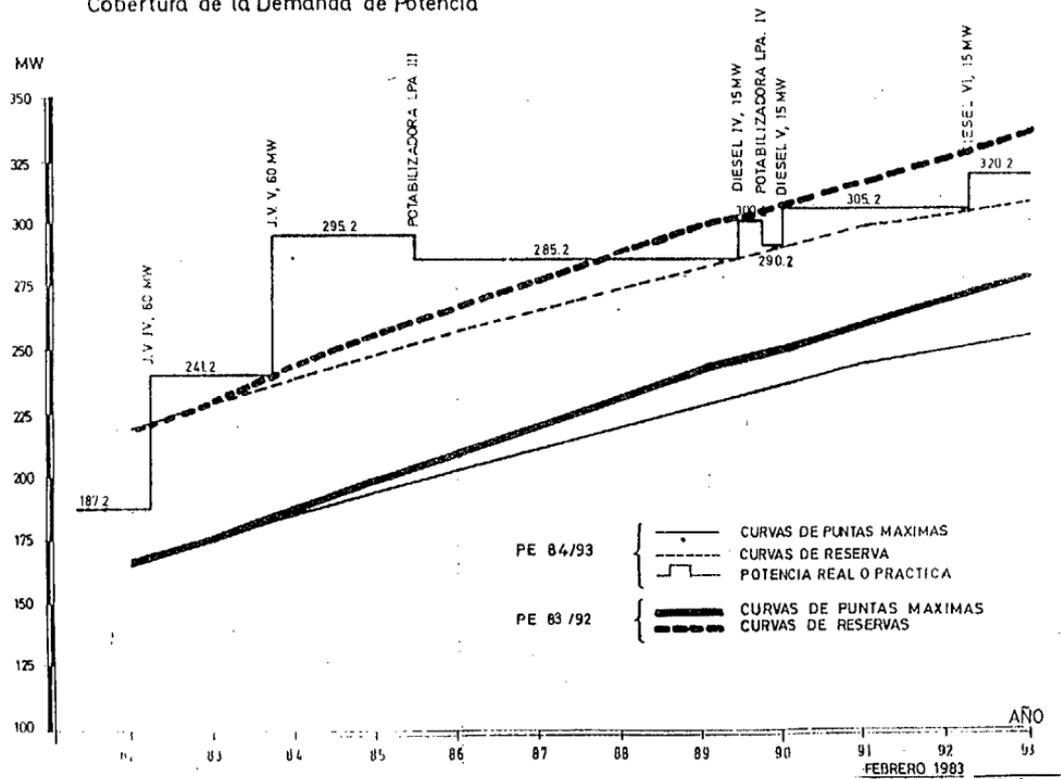
- . Carga media baja: 150 – 170 MW punta
- . Grandes valles
- . Poca variación estación

### **Islas Fuerteventura – La Palma y Lanzarote**

- . Carga baja 15 – 30 MW punta
- . Grandes valles

Gráfico 3

ISLA DE GRAN CANARIA  
Cobertura de la Demanda de Potencia



ISLA DE TENERIFE Gráfico 4  
 Cobertura de la Demanda de Potencia

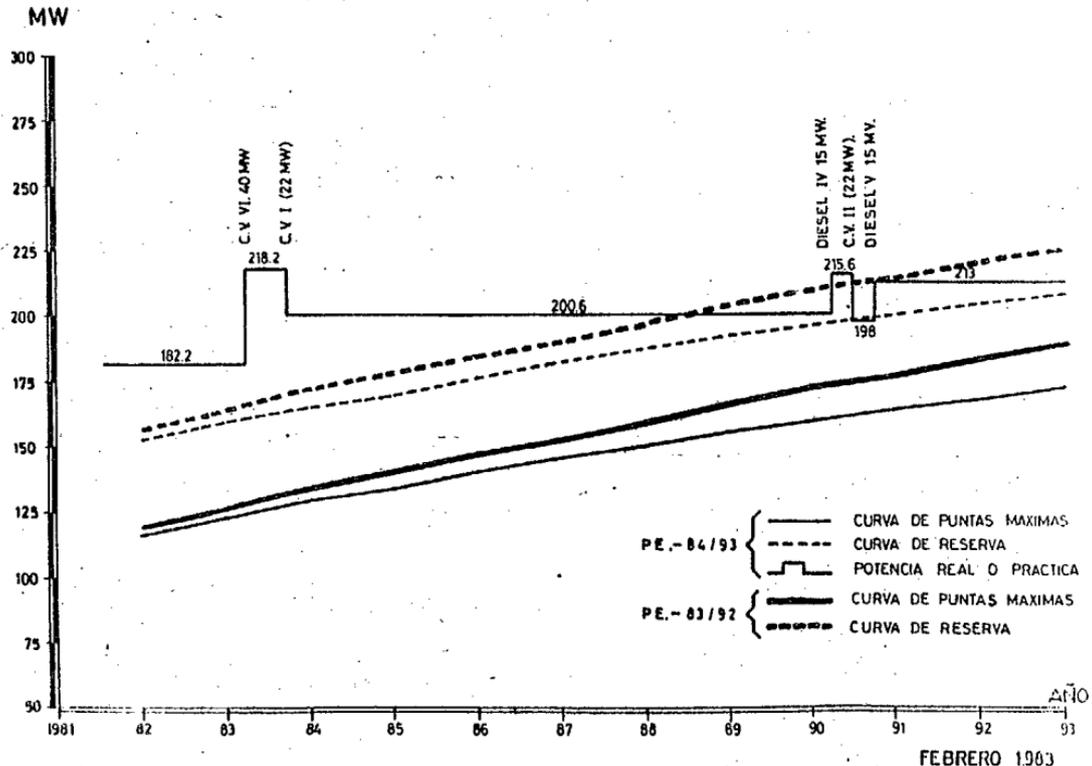


Gráfico 5

ISLA DE LA PALMA  
Cobertura de la Demanda de Potencia

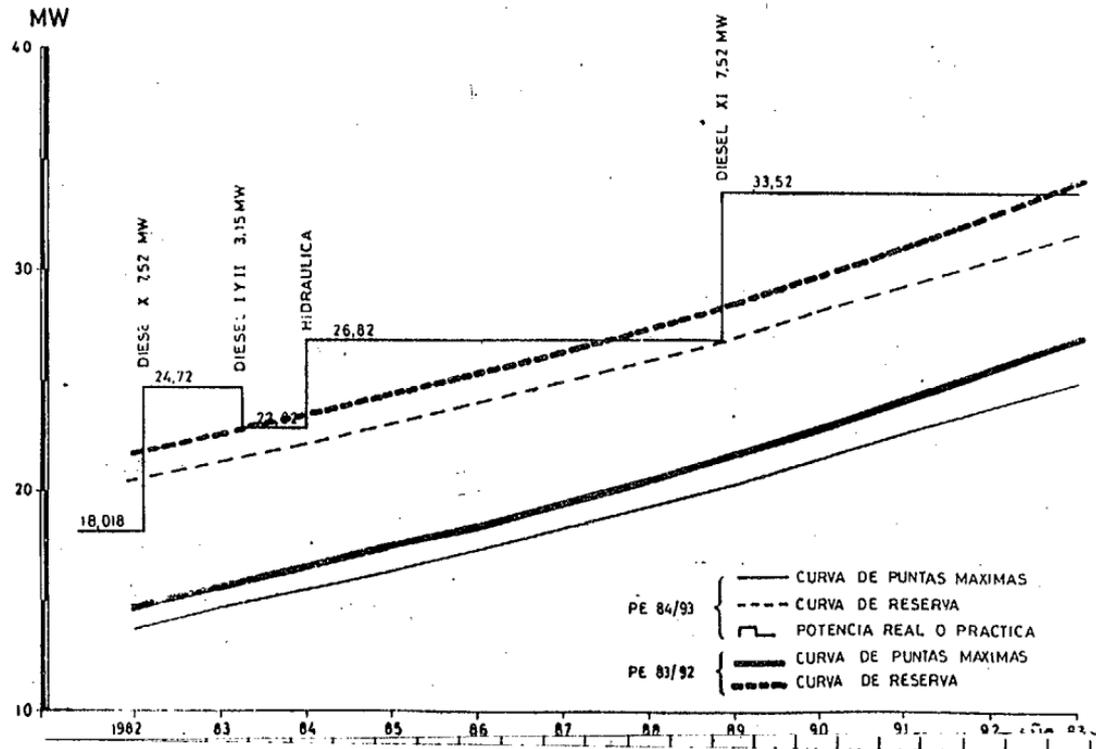
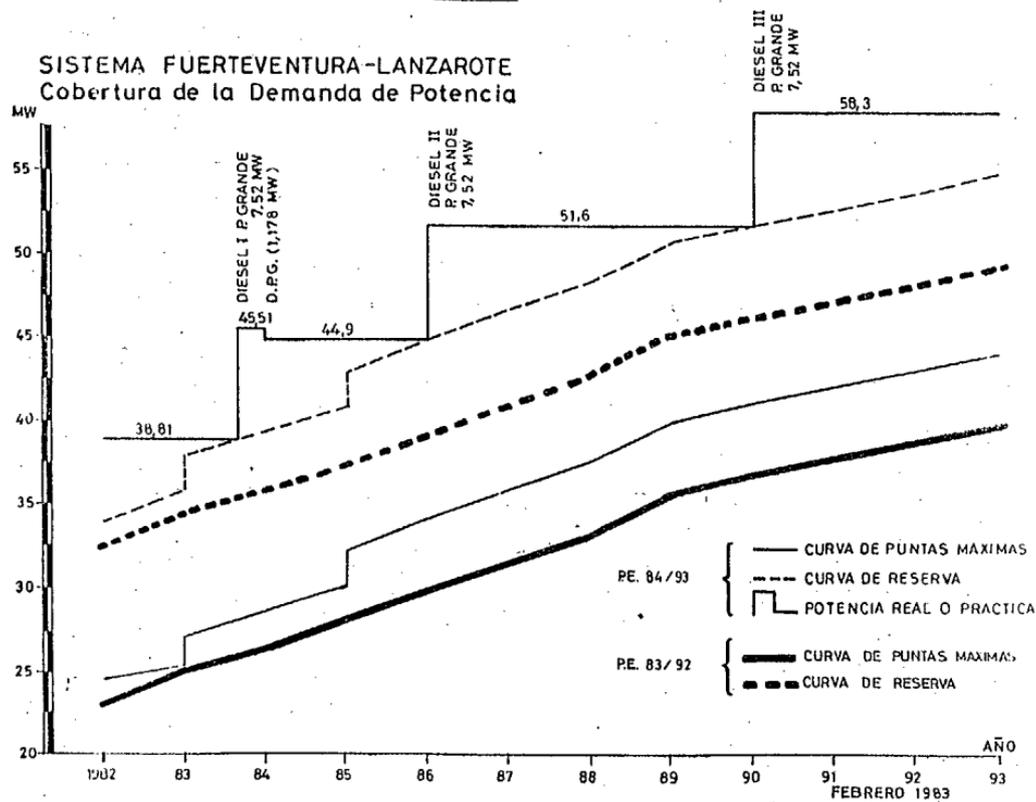


Gráfico 6

SISTEMA FUERTEVENTURA-LANZAROTE  
Cobertura de la Demanda de Potencia



- . En La Palma variaciones estacionales

Los requisitos que deben cumplir los equipos generadores para adaptarse a la estructura de los sistemas eléctricos canarios son los siguientes:

- . Fiabilidad
- . Disponibilidad
- . Flexibilidad.

El diseño de los nuevos equipos deben contemplar los condicionamientos siguientes:

- . Máxima potencia admisible para los grupos nuevos: 25% de la punta máxima.

Esta condición es difícil de conseguir en los sistemas con grupos de vapor a menos que se vaya a soluciones caras y de poco rendimiento.

En algunos casos se han llegado a instalar hasta del 40% o más de la punta. Las consecuencias son:

- . Poca calidad del servicio en caso de desconexión del grupo.
- . Mayores inversiones.
- . Mala calidad de servicio.

El perfil técnico y económico de los grupos según su función:

- . Grupos de base en islas mayores: vapor
- . Grupos de base en islas menores: diesel

Grupos punta:

- . Isla mayores: diesel
- . Islas menores: diesel

Grupos de emergencia:

- Islas mayores: Turbinas de Gas (máximo 1000 horas).

Costes de los equipos generadores:

- Centrales vapor potencia = 60 MW.

Fuel-oil : 100.000 PTA/kW a 120.000 PTA/kW

Carbón : 120.000 PTA/kW a 140.000 PTA/kW

(Sin incluir infraestructura)

- Centrales diesel. Potencia ~ 15 MW Fuel pesado:

- 2 Tiempos : 100.000 PTA/kW a 140.000 PTA/kW

- 4 Tiempos : 95.000 PTA/kW a 115.000 PTA/kW

- Centrales Diesel. Potencia – 15 MW – 4 MW Fuel pesado:

- 2 Tiempos : 140.000 PTA/kW a 170.000 PTA/kw

- 4 Tiempos : 120.000 PTA/kw a 150.000 PTA/kW

- Centrales Diesel. Potencia 4 MW Fuel ligero (Motores rápidos):

- 4 Tiempos 60.000 PTA/kW a 80.000 PTA/kW

## BREVE PANORAMICA DE LA SITUACION DEL AGUA EN CANARIAS

El problema del agua en Canarias es uno de los más graves que afecta la vida cotidiana de la población y constituye, sin duda alguna, el factor más destacado que, con sus efectos múltiples, condicionará el futuro desarrollo económico y social que el Archipiélago necesita urgentemente para cambiar la dramática situación actual de desempleo situada alrededor del 21% de la población activa.

Las necesidades de agua por islas y por sectores vienen reflejadas en el cuadro nº 1.

El déficit estimado de agua para las islas de Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote se sitúa en los niveles representados en el cuadro nº 2.

Cuadro 2

### Déficit estimado de oferta de agua

Unidad: Hm<sup>3</sup>

Islas	Años		
	1985	1990	1995
Gran Canaria	24	37	45
Fuerteventura	2,4	3,0	4,0
Lanzarote	3,4	5,9	9,3

Fuente: Estudio MAC:21

Cuadro 1

## PREVISION DE DEMANDA DE AGUA POTABLE EN CANARIAS

Unidad: Hm<sup>3</sup>

I S L A	U S O	SITUACION 1.978	SITUACION PRE- VISTA EN 1.995
GRAN CANARIA	Agraria	105,36	99,22 R
	Urbana	26,90	65,28 D
	Turística	10,85	17,44 D
	Industrial	4,48	16,79 D
	Pto. y Aereopto.	1,0	1,70 D
	TOTAL .....	148,59	200,43
TENERIFE	Agraria	176,88	181,61
	Urbana	32,70	61,28
	Turística	7,59	13,64
	Industrial	9,24	24,52
	Pto. y Aereopto.	1,00	1,74
	TOTAL .....	227,41	282,79
LA PALMA	Agraria	81,59	91,45
	Urbana	3,60	6,24
	Turística	0,03	0,05
	Industrial	0,32	1,22
	Pto. y Aereopto.	0,005	0,13
	TOTAL .....	85,59	99,09 -
FUERTEVENTURA	Agraria	4,70	6,89
	Urbana	0,60	1,99
	Turística	0,28	0,76
	Industrial	0,10	0,60
	Pto. y Aereopto.	0,01	0,06
	TOTAL .....	5,69	10,30
GOMERA	Agraria	12,79	14,62
	Urbana	1,30	1,57
	Turística	0,01	0,01
	Industrial	0,10	0,36
	Pto. y Aereopto.	0,01	0,03
	TOTAL .....	14,21	16,59
HIERRO	Agraria	2,69	8,53
	Urbana	0,08	0,51
	Turística	-	-
	Industrial	0,03	0,11
	Pto. y Aereopto.	0,01	0,01
	TOTAL .....	2,81	9,16
LANZAROTE	Agraria	0,50	2,93
	Urbana	1,10	4,05
	Turística	0,61	2,04
	Industrial	0,46	2,76
	Pto. y Aereopto.	0,06	0,16
	TOTAL .....	2,73	11,94
TOTAL ARCHIPIELAGO .....		487,03	630,33

El déficit podría agravar la situación del Archipiélago si no se crean los medios empresariales y organizativos que cambien radicalmente la estructura de oferta no convencional actual para lo cual y desde el punto de vista de una mejor asignación de recursos eficiente, en el sentido de reducir todo lo posible los costes unitarios de producción de agua potable a través de sistemas de potabilización que convenga mejor a satisfacer el déficit antes mencionado.

Desde un punto de vista de racionalidad energética y económica, la producción de agua del mar es una actividad estrechamente relacionada con la producción de energía eléctrica. Por ello, y para alcanzar los objetivos mencionados, es necesario que la Empresa Pública eléctrica deba participar en la producción de agua potable para reducir sus propios costes y aumentar los rendimientos de las instalaciones comunes.

Las ventajas que se derivan de una organización y gestión conjunta de generación eléctrica y potabilización de agua se apoyan en las siguientes consideraciones:

La potabilización de agua de mar se puede producir simultáneamente con la energía eléctrica.

Los dos procesos, el de producción de energía eléctrica y el de producción de agua potable, son tecnológicamente similares.

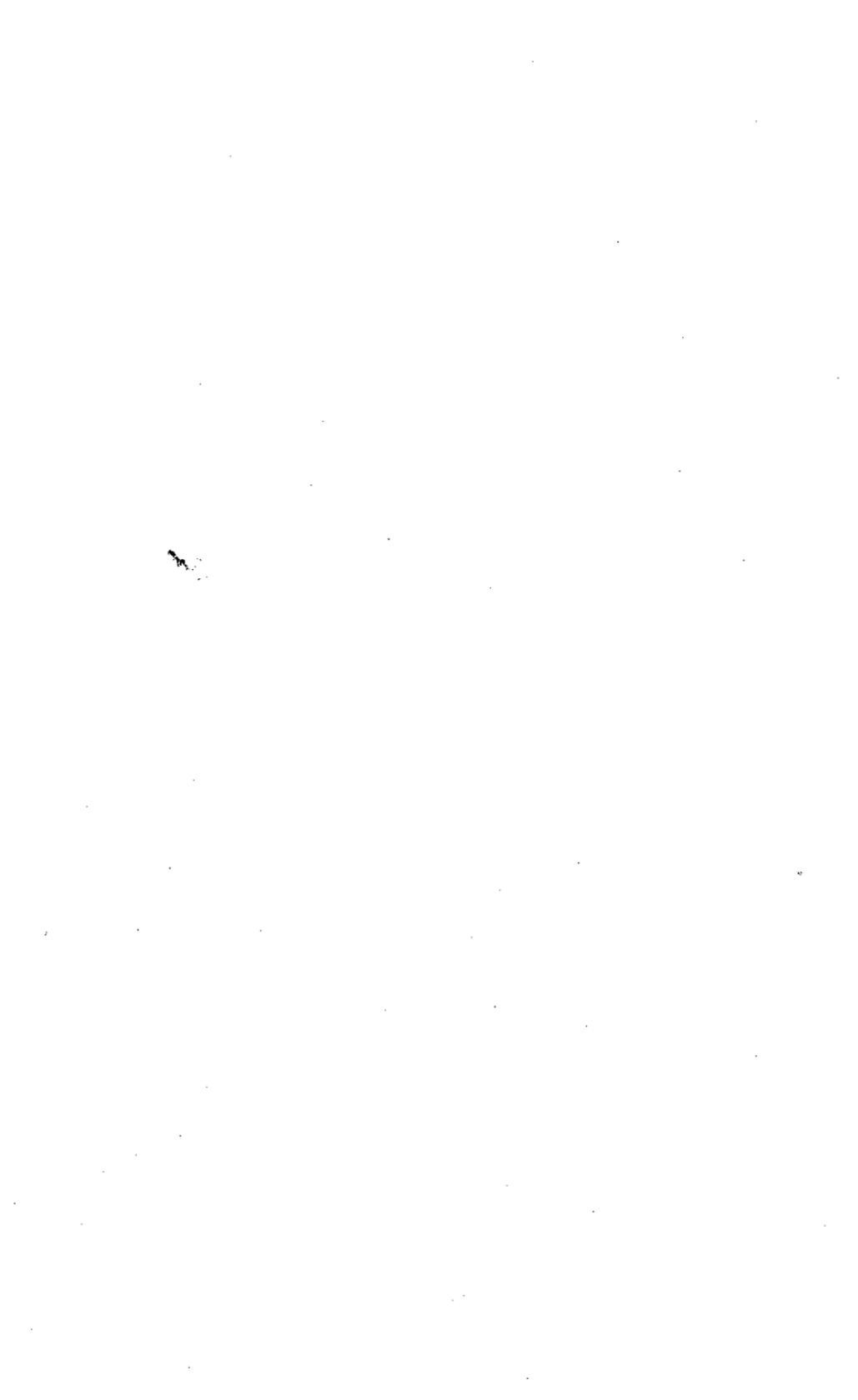
Los sistemas de potabilización que utilicen energía eléctrica en gran cantidad, y habida cuenta que el agua puede ser almacenada, pueden contribuir a incrementar los rendimientos del sistema de generación eléctrica, disminuyendo la punta máxima de la curva de carga, ya que pueden parar las plantas potabilizadoras durante horas de esas puntas máximas.

El coste del factor energía eléctrica en la producción de agua se sitúa alrededor del 55%.

Todos estos factores justifican ampliamente que la generación de electricidad y producción de agua se hagan conjuntamente, la experiencia actual en Canarias prueba fehacientemente los efectos negativos que se producen cuando ambas actividades no se hacen de manera coordinada. Como elemento aleccionador es de destacar que los elevados costes de explotación de las plantas potabilizadoras diseñadas separadamente respecto al sector eléctrico han contribuido a la instalación de unidades de potabilización de reducidas dimensiones con alto consumo energético y mala gestión técnico-económica.

Todo ello, apunta el camino a seguir en el futuro tal y como han hecho la mayor parte de las regiones deficitarias en lo que se refiere a la oferta de agua potable, ya que la potabilización de agua de mar surgió principalmente para racionalizar el uso de los recursos energéticos, produciendo buena parte del agua en plantas duales es decir, en un ciclo combinado: electricidad-agua potable.

Por todo lo apuntado, es necesario que en Canarias las Empresas Públicas eléctricas intervengan progresivamente en la construcción y explotación de plantas potabilizadoras duales para una mayor eficacia energético-económica y posibilitar con ello el asentamiento de la población en la Provincia de Las Palmas y propiciar nuevas actividades económicas que coadyuven a resolver la crisis económica del Archipiélago Canario.



**JORNADA DE POLITICA ENERGETICA  
CANARIA**

**PONENCIA SOBRE:**

**«FINANCIACION DE LAS INVERSIONES  
DEL SECTOR ELECTRICO»**

**Victor Díaz Acosta  
Subdirector de Control y Financiamiento  
UNELCO**

## **I N D I C E**

- I) Planificación y Financiación en el Sector Eléctrico Peninsular.
- II) Financiación de las Inversiones en el Sector Eléctrico Canario para el decenio 1974/83.
- III) Previsión de Financiación de las Inversiones en el decenio 1984/93.
- IV) Conclusiones.
- V) Anexos.

## **I) PLANIFICACION Y FINANCIACION DE LAS INVERSIONES EN EL SECTOR ELECTRICO PENINSULAR**

El Plan Energético Nacional 1975 (PEN-75), que en opinión de los expertos es más eléctrico que energético, se basó fundamentalmente en la creencia de que la existencia de una oferta barata y abundante de energía, sería la base de un crecimiento alto y sostenido del Producto Interior Bruto (PIB).

Para alcanzar dicha oferta de energía eléctrica se planificó el que para el año 1985, se llegaría a producir un 56 por ciento de la misma mediante centrales nucleares.

No obstante, a pocas fechas de llegar al horizonte marcado por el PEN-75 solamente se alcanza un nivel de producción electronuclear del orden del 8 por ciento.

Pero no sólo se puede considerar un fracaso el PEN-75 en cuanto al componente nuclear de la oferta de energía, sino que además, esta oferta se considera en opinión de los expertos que al término de dicho plan sería del orden de un 40 por ciento superior a la demanda.

En cuanto a otra de las premisas básicas en que se fundamentaba el PEN-75 que era lo barato que resultaría la energía electronuclear, los costes de la inversión actuales no confirman dicha teoría ya que para una central nu-

clear de la tercera generación, son del orden de 320.000 PTA/kW de potencia instalada. Piénsese que las previsiones actuales que se tienen en el sector canario son del orden de 120.000 PTA/kW de coste de inversión para centrales térmicas convencionales.

El no cumplimiento de la planificación nuclear se completa con un panorama financiero muy difícil, ya que el programa de construcciones nucleares ha originado un incremento espectacular de las inversiones del sector peninsular y, en consecuencia, un incremento de las necesidades de financiación, que para 1984, se estima sean del orden de 650.000 millones de pesetas (para el sector canario se estiman estas necesidades en 7.667 MPTA).

Para atender estas necesidades de financiación de las inversiones, se ha tenido que recurrir en gran medida, a la utilización de deuda extranjera en un porcentaje que se cifra en torno al 50 por ciento de las mismas, por lo que algunos expertos ya le están dando a la energía nuclear el carácter de «energía importada».

Pero no sólo el crédito exterior ha sido suficiente para atender las necesidades de financiación, sino que por el contrario, el recurso al crédito oficial ha sido constante estimándose que un 27% de los créditos concedidos por la banca oficial están comprometidos en el sector.

Otra fuente importante utilizada por el sector ha sido el recurso al mercado de valores y la colocación de obligaciones en las Cajas de Ahorros, acudiendo en menor cuantía a los recursos de la banca privada que es en definitiva, quien tiene el control político de las empresas no estatales que componen el sector.

## **II) FINANCIACION DE LAS INVERSIONES EN EL SECTOR ELECTRICO CANARIO EN EL DECENIO 1974/83**

El continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Canarias, cuantificada en torno a un 8 por ciento acumulativo anual en el resto del Estado, ha supuesto la realización de un esfuerzo inversor muy importante que en pesetas corrientes de cada año se cifra en 37.064 millones de pesetas.

En contraposición con los problemas de planificación analizados en el sector peninsular, podemos afirmar que en el sector canario la demanda ha evolucionado de acuerdo con las previsiones, y en consecuencia, no se ha tenido que afrontar la problemática de un exceso de inversión en potencia instalada.

Asimismo, se puede afirmar que la problemática financiera por la que han pasado y están pasando las empresas peninsulares como consecuencia de la realización de su programa de inversiones en centrales nucleares, no la ha tenido ni la tiene UNELCO ya que nunca se ha pensado en la utilización de esta fuente de producción de energía en el Archipiélago, rechazándose incluso la posibilidad de construir centrales térmicas de carbón, en gran medida, por los problemas de financiación que presentan.

Una vez establecidas estas diferencias básicas entre el sector eléctrico peninsular y el canario, vamos a analizar las fuentes de financiación ajenas y propias utilizadas en nuestra región para financiar las inversiones y los reembolsos de créditos a que las mismas han dado lugar en el último decenio (cuadro 1 anexos).

### **FONDOS AJENOS**

#### **a) Emisiones de Obligaciones**

Las emisiones de obligaciones han representado para

la Empresa una fuente importante de financiación de sus inversiones. Desde un punto de vista cuantitativo, en el decenio 1974/83, se han emitido obligaciones por un importe total de 11.440 MPTA lo que ha supuesto en términos de porcentaje, que mediante esta vía se ha obtenido del orden de un 26% de los fondos ajenos necesarios para financiar las inversiones del período.

La práctica totalidad de las emisiones realizadas en el período, se han acogido a las bonificaciones fiscales que contempla el decreto ley 175/1975 relativo a la Acción Concertada para el Sector Eléctrico que está previsto terminen a finales de 1985. De las ventajas que ha impuesto la Acción Concertada para la Empresa y obligacionistas cabe destacar las siguientes:

- Bonificación del 95% del impuesto que grava los rendimientos (intereses) de las obligaciones durante toda la vida de los mismos.
- Bonificación del 95% del impuesto s/transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos documentados.

Otra característica definitoria de nuestros títulos ha sido su declaración, según R.D. 2.227/1977 y R.D. 3.113/1981, como automáticamente computables a efectos del porcentaje de inversión obligatoria de los recursos ajenos de las Cajas de Ahorros.

Todo ello, ha contribuido para que sean las Cajas de Ahorros las que hayan suscrito la práctica totalidad de los títulos emitidos en el período.

La colocación de los títulos emitidos en el período, teniendo en cuenta las entidades suscriptores al origen ha sido la siguiente:

	<b>MTPA</b>
— Caja General de Ahorros de Tenerife .....	4.873
— Caja Insular de Ahorros de G. C., LZ, FV. ....	3.995
— Caja Insular de La Palma .....	247
— Caja de Ahorros de Sabadell .....	949
— Caja de Ahorros de Cataluña .....	650
— Caja Postal de Ahorros .....	400
Otras Entidades .....	326
TOTAL .....	11.440

Cabe destacar por tanto, la valiosa aportación de las Cajas Canarias al proceso de financiación de las inversiones del sector eléctrico ya que han adquirido el 80% de la totalidad de los títulos emitidos en el decenio.

Por último, destacar dentro de esta fuente de financiación su progresivo encarecimiento, lo que la convierte en un recurso cada vez menos atractivo, ya que por general, las emisiones son a muy largo plazo (diez años).

#### b) **Crédito Oficial**

El Sector eléctrico canario, también al igual que el resto del sector nacional, se ha visto favorecido por los beneficios que ha representado el decreto ley 175/1975 relativo a la Acción Concertada.

Para ello, la Empresa ha firmado cinco actas específicas con la Administración para la construcción de igual número de grupos de vapor: Jinámar III, y IV y V en Gran Canaria y Candelaria V y VI en Tenerife.

Si bien desde un punto de vista cuantitativo los

recursos financieros aportados por el Banco de Crédito Industrial no han sido proporcionalmente importantes, ya que del total de necesidades de fondos ajenos del decenio, esta fuente sólo aportó el 4%. No obstante, desde un punto de vista cualitativo estos créditos presentan ciertas ventajas, ya que han financiado el 40% del total del presupuesto de cada grupo durante 12 años a un coste de 10% de interés anual.

c) **Créditos de Bienes de Equipo**

Los créditos de bienes de equipo han sido utilizados por la Empresa en una cuantía importante en el decenio ya que han representado del orden del 37% de los fondos ajenos necesarios para financiar las inversiones.

Estos créditos se han utilizado siempre como créditos al vendedor en las modalidades de créditos de bienes de equipo en el mercado interior y créditos de bienes de equipo a la exportación para las Islas Canarias.

Si bien estos créditos tienen el inconveniente de tener un período medio de amortización corto, año y medio para los del mercado interior y dos años y medio para el crédito a la exportación, tienen la ventaja de que su coste es muy bajo, en torno al 12% en la actualidad.

d) **Créditos en Moneda Extranjera**

*La aportación de financiación extranjera al proceso de financiación de inversiones en el sector eléctrico canario ha sido muy escasa ya que representa sólo el 2% del total de las necesidades de recursos ajenos en el período analizado.*

Solamente se han obtenido dos créditos en dólares, uno por un importe de 4.000.000 \$ ligado a la adquisición de equipos para las turbinas de los grupos de vapor Jinámar IV y V y el otro ligado a la adquisición

de una turbina de Gas Geco por 2.720.000 \$.

La importante depreciación de la peseta frente al dólar así como la subida de los tipos de interés en los mercados internacionales, ha tenido una fuerte repercusión en los costes de estos créditos.

#### e) **Créditos de Financiamiento INI**

Cabe resaltar dentro de este apartado la significativa importancia que ha tenido para el sector los créditos a largo plazo aportados por el INI para la financiación de las Inversiones. Estos créditos, han representado un 31% del total de los recursos ajenos necesarios en el decenio, y han sido concedidos a la Empresa en unas condiciones favorables en cuanto a coste y plazo de reembolso. No obstante, la gran cantidad de recursos que necesita el Instituto como holding-implicado en la reestructuración de la Empresa Pública deficitaria, ha motivado el que nuestra Empresa al no encontrarse en el grupo señalado anteriormente, tenga que prescindir de esta fuente de financiación para el futuro.

#### f) **Fondos Propios**

En este decenio el promedio de fondos propios utilizados para financiar las inversiones y amortizar los créditos concedidos han representado un 38 por ciento de los fondos ajenos necesarios en el mismo período. No obstante, esta relación considera no como flujo anual sino como situación estática en estructura de balance al 31-12-82, es del orden del 86 por ciento, ligeramente inferior a la del resto del sector que era a esa fecha del 90 por ciento.

La aportación de fondos propios en este período se ha distribuido de la siguiente manera:

- Se han amortizado 11.051 millones de pesetas del

- activo en explotación aplicando para ello una política de coeficientes medios de amortización.
- Se ha procedido a ampliar capital por valor de 5.167 millones de pesetas.
  - Por último, y por los conceptos de beneficios no distribuidos y reserva legal se han aportado fondos por valor de 683 millones de pesetas.

### **III) PREVISIONES DE FINANCIACION DE LAS INVERSIONES EN EL DECENIO 1984/93**

El presente año 1984, primero del decenio objeto de análisis a los efectos de las previsiones que se tienen para la financiación de las inversiones en el sector eléctrico, se puede decir que no presenta condiciones favorables para la obtención de los créditos de financiamiento necesarios.

Unido a la gran demanda de recursos financieros del sector eléctrico a nivel de todo el Estado, del orden de 650.000 millones de pesetas, se presentan aspectos coyunturales como la reducción de los coeficientes de inversión de la banca privada y de las Cajas de Ahorros, por lo que estas últimas, tradicionales suscriptores de los títulos de renta fija del sector, son incapaces de absorber toda la oferta y en consecuencia quieren aumentar la rentabilidad de las cantidades que suscriben.

Estas circunstancias del mercado interior del dinero obligan a la mayoría de las empresas del sector a demandar créditos en moneda extranjera en una cuantía que se estima sea del orden de los 2.000 millones de dólares.

#### **a) Previsiones de Financiación del Sector Canario para 1984.**

Las necesidades de créditos de financiación del sector canario para 1984 no tienen la magnitud del resto del sector ya que solo equivalen al 1,18 por ciento del mismo, es decir, 7.677 millones de pesetas (detalle en cuadro dos anexos).

Se acude como ya es tradicional en la Empresa a la emisión de obligaciones por 2.500 millones de pesetas, se obtiene crédito oficial por unos 400 millones de pesetas, crédito de bienes de equipo a nuestros proveedores por 2.777 millones y se cambia la finan-

ciación que tradicionalmente facilitaba el INI por crédito bancario en la cuantía de 2.000 millones de pesetas.

Se estima, en consecuencia, el no tener que recurrir al mercado exterior en busca de financiación, aunque las circunstancias ya analizadas del mercado interior, dan como resultado el que las ofertas de créditos bancarios a largo plazo tienen un tipo de interés que oscila en torno al 20 por ciento. No obstante las condiciones del mercado exterior tampoco son favorables dados sus altos tipos de interés y la previsible depreciación de la peseta frente al dólar.

Ante estas circunstancias, la Empresa se está replanteando de nuevo las tasas de rentabilidad interna de los proyectos de inversión que se inician en este ejercicio, a los efectos de analizar la posibilidad de no ejecutarlos o aplazarlos a la espera de que las condiciones del mercado financiero mejoren, adecuando las necesidades de crédito bancario, a los ajustes definitivos que se produzcan en las inversiones.

**b) Previsión de Financiación del sector canario para el resto del decenio 84/93 (cuadro dos anexos).**

Las previsiones de inversión de nuestro sector para el próximo decenio siguen siendo importantes y se cifran en torno a los 76.500 millones de pesetas de cada año. Se pretende con esta inversión instalar el equipo necesario para atender los incrementos de la demanda, que se estima crezca en torno al 6 por ciento anual acumulativo, y asimismo, reponer los equipos que van quedando obsoletos.

También en el decenio es necesario reembolsar créditos por un importe similar al de las inversiones, y atender una variación positiva del circulante por 1.090 millones de pesetas.

Para atender estas necesidades de recursos financieros, la Empresa tiene previsto emitir en el decenio 30.000 millones de pesetas en obligaciones, obtener crédito oficial por 400 millones, obtener crédito de bienes de equipo de nuestros proveedores 33.144 millones y obtener créditos bancarios puros por 21.900 millones de pesetas.

Asimismo se pretende aumentar la proporción de fondos propios con relación a los ajenos, que como promedio de flujo anual, en el anterior decenio fue del 38 por ciento y pasa al 80 por ciento en éste. Para lograr este objetivo se prevé realizar amortizaciones de los activos en explotación por valor de 55.455 millones de pesetas, hacer ampliaciones de capital por 10.752 millones y aumentar los beneficios no distribuidos en 2.632 millones.

Hay que resaltar que éstas son previsiones que anualmente establece la Empresa en su planificación estratégica, y que son susceptibles de cambio cuando las condiciones macroeconómicas así lo exigen.

5

## CONCLUSIONES

Las altas tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica habidas en el sector canario así como las previsiones que tienen para el próximo decenio, suponen la realización de inversiones importantes tanto en equipo productivo como en transporte y transformación.

En consecuencia, es muy importante que UNELCO que tiene la responsabilidad de realizar dichas inversiones cuente con el apoyo financiero adecuado de los Organismos del Estado, tanto a nivel Nacional como Autonómico, de la banca privada y de las Cajas de Ahorros.

- Desde los Organismos de la Administración Central del Estado, se debe apoyar la necesidad de compensar la diferencia de costes que existe entre los sectores canario y peninsular, entre otras cosas, por el efecto importante que dichas compensaciones tiene sobre la autofinanciación de la Empresa. También deben apoyar el que el INI a través de su empresa participada ENDESA, a su vez propietaria de Unelco, acuda a las ampliaciones de capital necesarias para mantener una relación fondos propios fondos ajenos adecuada. También se considera necesario el mantener la legislación vigente que faculta a las empresas canarias a financiar las compras de bienes de equipo en la Península a través de la línea de crédito a la exportación.
- También el Gobierno Autónomo Canario puede colaborar en los presupuestos de financiación del sector eléctrico canario, ya que está facultado por el RD 360/1984 de 8 de Febrero, a calificar los créditos computables en el coeficiente de préstamos de regulación especial de las Cajas de Ahorros.
- Por último instar a la banca privada y en especial a las Cajas de Ahorros Canarias a que continúen colaborando en el proceso de financiación de UNELCO, en la confianza de que esta Empresa es uno de los mejores instrumentos de que disponen para invertir el ahorro regional.

(Cuadro nº 1)

ESTRUCTURA DE LOS RECURSOS FINANCIEROS OBTENIDOS EN EL DECENIO 1974/83

ORIGEN DE FONDOS (MPTA)

	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>TOTAL</u>
Emisiones de obligaciones .....	500	400	600	700	940	1.200	1.700	1.700	1.700	2.000	11.440
Crédito Oficial .....	-	-	-	279	142	60	-	434	543	428	1.886
Bienes de Equipo .....	947	1.214	727	1.054	797	876	2.807	2.775	3.507	1.866	16.570
Moneda Extranjera .....	-	-	-	-	-	-	184	419	150	-	753
Créditos INI .....	<u>802</u>	<u>600</u>	<u>850</u>	<u>1.050</u>	<u>1.060</u>	<u>1.191</u>	<u>1.900</u>	<u>2.138</u>	<u>2.824</u>	<u>1.516</u>	<u>13.931</u>
Suma FONDOS AJENOS .....	<u>2.249</u>	<u>2.214</u>	<u>2.177</u>	<u>3.083</u>	<u>2.939</u>	<u>3.327</u>	<u>6.591</u>	<u>7.466</u>	<u>8.724</u>	<u>5.810</u>	<u>44.580</u>
Amortizaciones y Previsiones .....	323	413	513	652	737	784	1.185	1.758	2.245	2.441	11.051
Ampliación de Capital .....	392	200	400	448	998	179	1.184	-	885	481	5.167
Beneficios no exigibles .....	<u>27</u>	<u>27</u>	<u>65</u>	<u>91</u>	<u>128</u>	<u>41</u>	<u>64</u>	<u>108</u>	<u>45</u>	<u>87</u>	<u>683</u>
Suma FONDOS PROPIOS .....	<u>742</u>	<u>640</u>	<u>978</u>	<u>1.191</u>	<u>1.863</u>	<u>1.004</u>	<u>2.433</u>	<u>1.866</u>	<u>3.175</u>	<u>3.009</u>	<u>16.901</u>
TOTAL RECURSO OBTENIDOS .....	<u>2.991</u>	<u>2.854</u>	<u>3.155</u>	<u>4.274</u>	<u>4.802</u>	<u>4.331</u>	<u>9.024</u>	<u>9.332</u>	<u>11.899</u>	<u>8.819</u>	<u>61.481</u>

EMPLEOS (MPTA)

Inversión Real .....	1.852	1.773	1.792	2.190	2.342	2.678	6.327	7.120	6.089	4.901	37.064
Amortización Créditos y Prest. ....	966	947	1.606	1.762	2.364	1.670	2.919	2.195	4.139	4.766	23.336
Variación del circulante .....	<u>173</u>	<u>132</u>	<u>(243)</u>	<u>322</u>	<u>96</u>	<u>( 17)</u>	<u>(222)</u>	<u>17</u>	<u>1.671</u>	<u>(848)</u>	<u>1.081</u>
TOTAL EMPLEOS .....	<u>2.991</u>	<u>2.854</u>	<u>3.155</u>	<u>4.274</u>	<u>4.802</u>	<u>4.331</u>	<u>9.024</u>	<u>9.332</u>	<u>11.899</u>	<u>8.819</u>	<u>61.481</u>

(Cuadro nº 2)

PREVISION DE RECURSOS FINANCIEROS A OBTENER EN EL DECENIO 1984/93

ORIGEN DE FONDOS (MPTA)

	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>	<u>1988</u>	<u>1989</u>	<u>1990</u>	<u>1991</u>	<u>1992</u>	<u>1993</u>	<u>TOTAL</u>
Emissiones de Obligaciones....	2.500	2.500	2.750	2.750	3.000	3.000	3.500	3.500	3.500	3.000	30.000
Crédito Oficial .....	400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	400
Bienes de Equipo .....	2.777	2.550	2.210	2.336	3.341	3.901	5.092	3.687	3.921	3.329	33.144
Moneda Extranjera .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Créditos Bancarios Puros .....	<u>2.000</u>	<u>2.000</u>	<u>1.700</u>	<u>1.900</u>	<u>2.600</u>	<u>2.600</u>	<u>3.600</u>	<u>2.500</u>	<u>2.500</u>	<u>500</u>	<u>21.900</u>
Suma FONDOS AJENOS...	<u>7.677</u>	<u>7.050</u>	<u>6.660</u>	<u>6.986</u>	<u>8.941</u>	<u>9.501</u>	<u>12.192</u>	<u>9.687</u>	<u>9.921</u>	<u>6.829</u>	<u>85.444</u>
Amortizaciones y Provisiones.	2.956	3.695	4.087	4.358	4.566	5.897	6.229	6.815	7.408	9.444	55.455
Ampliación de Capital.....	800	1.002	1.000	1.100	1.200	1.300	1.300	1.300	1.000	750	10.752
Beneficios no exigibles .....	<u>131</u>	<u>156</u>	<u>182</u>	<u>211</u>	<u>243</u>	<u>276</u>	<u>309</u>	<u>362</u>	<u>370</u>	<u>392</u>	<u>2.632</u>
Suma FONDOS PROPIOS.	<u>3.887</u>	<u>4.853</u>	<u>5.269</u>	<u>5.669</u>	<u>6.009</u>	<u>7.473</u>	<u>7.838</u>	<u>8.477</u>	<u>8.778</u>	<u>10.586</u>	<u>68.839</u>
TOTAL RECURSOS OBTENIDOS	<u>11.564</u>	<u>11.903</u>	<u>11.929</u>	<u>12.655</u>	<u>14.950</u>	<u>16.974</u>	<u>20.030</u>	<u>18.164</u>	<u>18.699</u>	<u>17.415</u>	<u>154.283</u>

EMPLEOS (MPTA)

Inversión Real .....	6.638	5.665	5.237	5.617	7.426	9.074	11.308	8.800	9.008	7.769	76.542
Amortización Créditos y Prest.	5.286	6.128	6.572	6.908	7.384	7.750	8.552	9.174	9.481	9.416	76.651
Variación del Circulante .....	<u>(360)</u>	<u>110</u>	<u>120</u>	<u>130</u>	<u>140</u>	<u>150</u>	<u>170</u>	<u>190</u>	<u>210</u>	<u>230</u>	<u>1.090</u>
TOTAL EMPLEOS .....	<u>11.564</u>	<u>11.903</u>	<u>11.929</u>	<u>12.655</u>	<u>14.950</u>	<u>16.974</u>	<u>20.030</u>	<u>18.164</u>	<u>18.699</u>	<u>17.415</u>	<u>154.283</u>

**INSTITUTO CANARIO DE  
ENERGIAS RENOVABLES**

José Miguel Veza Iglesias,  
Universidad Politécnica de Las Palmas.

Jornadas de Política Energética  
Las Palmas, Marzo 1984

# **INSTITUTO CANARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES**

## **1.- Introducción**

No es necesario insistir en la estructura del abastecimiento energético en Canarias para comprender la casi total dependencia de las Islas respecto de las energías llamadas fósiles o no renovables. Los recursos utilizados son además, ajenos, con lo cual es grave el riesgo derivado de una posible ruptura en el abastecimiento de combustibles. Por otro lado la situación actual conlleva unos costes elevados, en el orden estrictamente económico y en el aspecto social.

En consecuencia, es del máximo interés el aprovechamiento óptimo de las fuentes a nuestro alcance, a través de los recursos renovables. En este sentido, se aprecia la conveniencia de funcionamiento de un organismo dotado de medios humanos, económicos y legales, que se dediquen de manera coordinada a la consecución de una eficaz utilización de los recursos. Se trataría de un Instituto Canario de Energías Renovables (ICER). (O de Energías alternativas, o de Nuevas Energías).

## **2.- Objetivos**

Los objetivos básicos del Instituto serían los de:

- Identificación y evaluación de los consumos que pueden

ser satisfechos mediante fuentes renovables.

- Evaluación continuada de tecnologías idóneas.
- Promoción de aplicaciones de energías alternativas, incluyendo instalaciones piloto y demostración, y apoyo técnico y financiero a quienes lo soliciten y les sea aprobado.
- Realización de proyectos de investigación y desarrollo, tanto propios como preferentemente contratados o convenidos con el exterior.
- Organización de actividades de formación a distinto nivel.
- Prestación de asistencia técnica a los usuarios.
- Proposición de medidas legales y reglamentarias para mejora de la calidad de los sistemas, tanto en diseño como en operación, aumentando la fiabilidad.

### **3.- Ayudas para la promoción de energías renovables**

La política de ayudas en el sector energético en general está basada en la Ley de Conservación de la Energía, ley 82/1980, de 30 de diciembre, a reserva de legislaciones autonómicas que puedan producirse en el futuro. En la Ley se especifican las finalidades básicas que se pretenden:

- Optimización de los rendimientos en las transformaciones energéticas.
- Potenciación de las fuentes renovables.
- Promoción de energías residuales.
- Análisis y control de proyectos industriales de alto consumo.
- En general, acciones tendentes a reducir la dependencia energética exterior.

Más concretamente, son susceptibles de acogerse a los beneficios previstos en la Ley las siguientes actividades:

- Mejoras de rendimiento en transformaciones energéticas donde haya consumos de más de 500 tep/año.
- Realización de instalaciones para sustitución de derivados de petróleo por otras fuentes.
- Realizaciones para reducción del consumo.
- Mejoras en el aislamiento térmico.
- Mejoras en climatización o en A.C.S.
- Instalaciones de autogeneración, que son objeto de una especial atención.
- Utilización de energías renovables. (La solar y la de biomasa se mencionan expresamente).
- Utilización de energías residuales de centros de transformación energética.
- Actividades de investigación y desarrollo en los campos de tecnologías renovables, fuentes de origen nacional y mejora de eficiencia energética.

Las ayudas se conceden previa suscripción de un Convenio previsto en la Ley de Contratos del Estado, y los beneficios que pueden obtenerse son:

- Reducción del 50% en la base del Impuesto de Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados.
- Bonificación del 95% en la cuota del Impuesto de Sociedades sobre los rendimientos de los empréstitos emitidos.
- Exención de Licencia Fiscal.
- Subvención hasta del 30% en trabajos de investigación y desarrollo.
- Acceso preferente al Crédito Oficial.
- Inclusión en el coeficiente de inversión bancaria.
- Expropiación forzosa de bienes y derechos necesarios para las instalaciones.

La subvención a instalaciones de paneles solares para A.C.S. y climatización se estableció en 5000 PTA/m<sup>2</sup> en 1980, llegando a 7500 PTA/m<sup>2</sup> en 1983, siempre que los colectores homologados y los sistemas cumplan ciertos requisitos técnicos, en orden a asegurar su duración en servicio, de acuerdo con una normativa posterior.

#### **4.— Actividades en otras Comunidades**

En relación con la promoción de energías renovables ya hay algunas acciones realizadas en otras Comunidades Autónomas. Así por ejemplo en Cataluña existe el CIDEM, Centro de información que asesora al público en la instalación de sistemas domésticos. Se prepara también la creación del Instituto Catalán de Energía, que aparte de los objetivos ya mencionados para el desarrollo de energías alternativas, prestará especial atención a la política de homologaciones y control técnico, así como a la puesta en marcha de un programa de seguimiento y evaluación de las instalaciones ya existentes, mediante una metodología ya utilizada en la Comunidad Económica Europea.

Por su parte, en el País Vasco existe desde 1981 el Centro para el Desarrollo Energético y Minero, CADEM, dependiente del Departamento de Industria y Energía. Este Centro es el más antiguo de los dependientes de Comunidades Autónomas, y nos vamos a detener en él puesto que puede servirnos de orientación para lo que haya de hacerse aquí, a pesar de las notables diferencias entre la situación energética del País Vasco y la canaria. En efecto, allá se dispone de algunos recursos no renovables, tanto energéticos como mineros, y por otra parte, la industria tiene un peso importantísimo, consumiendo el 67% de la energía primaria. Por lo tanto el CADEM tiene un marco de actuación más amplio que el previsto en principio para el Instituto Canario, ya que incluye toda clase de energías y recursos mineros, y además dedica una atención preferente al sector industrial.

El CADEM nació en 1981 como Organismo Autónomo de la Administración Vasca, estando gobernado por un Consejo de Dirección (Presidente y seis consejeros, uno de ellos nombrado a propuesta de la Universidad) y contaba con la siguiente estructura:

- Consejo de Dirección.
- Director General.
- Unidad de Conservación y Ahorro de energía.
- Unidad de Desarrollo Energético y Minero. (Posteriormente separada en dos: Unidades de desarrollo energético, y desarrollo geológico y minero).
- Secretaría General.

En 1982 se transforma en Sociedad Anónima, pública, y se integra en el Ente Vasco de la Energía, junto con la Sociedad de Gestión de la C.N. Lemoniz, S.A. y la Sociedad de Gas de Euskadi, S.A.

Desde el primer momento, la actuación del CADEM se orienta en tres direcciones:

- Información y divulgación.
- Incentivación.
- Formación.

Centrándonos en la labor de incentivación, CADEM ha tenido un éxito considerable en la conservación de energía en el sector industrial, habiendo obtenido en 1982 un ahorro de 70.000 tec frente a las 30.000 tec inicialmente previstas. La reducción supone un 1.1 % de la energía primaria consumida en el País Vasco, con una inversión de 1.786 MPTA, habiendo sido subvencionados los trabajos con 207 MPTA. El plazo medio de recuperación de capital ha sido del orden de un año.

Para los años siguientes, se pretende incluir a las empresas menores (menos de 500 tep/año o menos de 1.000 MWh) así como los sectores comercial y doméstico.

(1.5 % y 8.7 % del consumo total, respectivamente). En conjunto y para 1990 existen las previsiones de:

- sustituir un 1 % del consumo actual por energías renovables.
  - reducir el consumo actual de energía en un 12 %.
- todo ello mediante diversos programas dirigidos a:
- Sensibilización.
  - Diagnóstico.
  - Incentivación.
  - Innovación.
  - Información.
  - Formación de personal.

Finalmente y en lo que se refiere a la Administración Central, hacer mención del cambio en la orientación del antiguo Centro de Estudios de la Energía, que pasa a ser el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético, (IDAE), y la intención de hacer lo propio con la JEN, que pasará a ser el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), que se estructurará en cuatro Institutos:

- Instituto de Tecnología Nuclear.
- Instituto de Energías Renovables.
- Instituto de Protección del Medio Ambiente.
- Instituto de Investigación Básica.

## **RESUMEN DE CONDICIONES Y CRITERIOS PARA LA CONCESION DE SUBVENCIONES POR EL CADEM.**

1. Magnitud de la subvención:

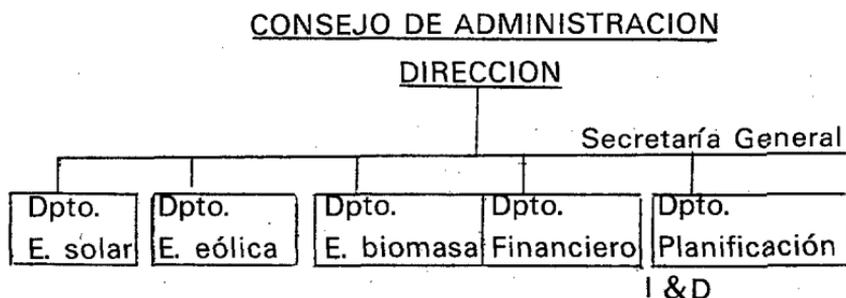
- a) Reducción del consumo de energía convencional (=30% de la inversión.

- b) Desarrollo de tecnologías existentes (=40% de la inversión.
  - b) Prototipos (=40% de la inversión.
2. Requisitos:
- a) Reducción del consumo de energía convencional:
    - 5% del total de cualquier tipo de energía ó
    - 10% del consumo de un horno o caldera ó
    - 500 tep.
  - b) Coste de inversión:
    - Por cada tep/año de reducción deberá estar comprendido entre 0.5 y 3 veces el precio de la tonelada de fuel oil nº 1.
  - c) Plazo máximo de ejecución:
    - 1 año.
  - d) Consumidores de más de 40.000 tep:
    - Convenios especiales.
3. Aspectos a evaluar para la fijación de la cuantía de la subvención:
- Calidad del proyecto.
  - Magnitud de la reducción del consumo.
  - Calidad de la energía economizada o sustituida.
  - Calidad del control del consumo.
  - Grado de generalización de la experiencia.
  - Plazo para el inicio de la explotación.
  - Período de amortización y monto de la inversión.
4. Abono de la subvención:
- 1/3 a la realización de 1/3 de la inversión.
  - 1/3 a la realización de 2/3 de la inversión.
  - Liquidación mediante certificación de la reducción

del consumo.

## 5.- Estructura y regimen jurídico

El Instituto Canario de Energías Renovables, de acuerdo con los objetivos mencionados, se configura como un ente fundamentalmente de gestión y promoción. Podría articularse de la siguiente manera:



Se observa la existencia de Departamentos especializados en las diversas manifestaciones de las energías renovables, que habrían de llevar la evaluación técnica de los proyectos, así como su seguimiento, además de las actividades formativas.

El Departamento Financiero realizaría los correspondientes análisis de inversiones, créditos y subvenciones, en colaboración con los anteriores.

Existiría además un Departamento de Planificación y estudios, con las misiones de seguimiento del desarrollo de la tecnología, confección de planes de actuación del Instituto, y selección de actividades y/o líneas a promocionar. Todo ello relacionado con un Plan de Nuevas Fuentes, que habría de redactarse dentro del Plan Energético de Canarias (PECAN).

Las posibilidades en cuanto al estatuto jurídico del ICER

serían las de Sociedad Anónima u Organismo Autónomo. En cualquier caso dependería del Gobierno Autónomo a través de la Consejería de Industria, Agua y Energía.

Consideramos más adecuada en principio la forma de Organismo Autónomo, en cuyo Consejo de Dirección sería deseable que estuvieran representadas las entidades relacionadas con el sector: fabricantes, instaladores, Universidades, etc.

## **6.— Objetivo final**

Una entidad como la que se propone aquí debe tener un objetivo claro, que en este caso es obviamente la utilización óptima de los recursos renovables, con las limitaciones tecnológicas y económicas de cada momento. Pero este objetivo general debe cuantificarse de alguna manera. La efectividad del Instituto podría medirse por el nivel de utilización de las E.R. en relación con la demanda total de energía primaria, y su efecto en lo que se ha dado en llamar factura energética.

Para tratar de situarnos en un marco de referencia, hemos de señalar que la participación de las E.R. en la oferta energética ha sido hasta ahora muy baja, cuando no inexistente. Así, en el Plan Energético Nacional actualmente vigente, PEN 78/87, no se cuantifica esa participación por insignificante. Posteriormente, en 1982 se redactó el Plan de Utilización de Recursos Alternativos (PLURAL), que preveía para España en el año 2000 una oferta de 4.44 Mtec procedentes de e. solar para A.C.S. (0.567 Mtec), para calefacción (2.6 Mtec), y energía eléctrica termosolar (0.616 Mtec) y eólica (0.656 Mtec), lo cual representa un 4.8 % del consumo actual.

En Cataluña y País Vasco se prevén participaciones del orden del 1 % en ambos casos, fundamentalmente a base de recursos de la biomasa. (74 % en Cataluña).

En cuanto a Canarias, ya hemos visto que el consumo ronda los 2.2 Mtec/año, con previsión de unas 2.8 Mtec para el año 2000. No existe una estimación detallada de las posibles aportaciones de las E.R. a esa cifra. El Plan Energético de Canarias, PECAN, no está concluído.

Actualmente, y de acuerdo con cifras del sector de instaladores, hay instalados más de 20.000 m<sup>2</sup> de colectores planos, lo que supone en cifras aproximadas una aportación de unas 5.000 tec/año, un 0.2 % del consumo. Está prevista la instalación de colectores planos en las viviendas de protección oficial, según acuerdo firmado a finales de 1982 por el Instituto para la Promoción Pública de la Vivienda, IPPV, y los industriales del sector, entre otros ASENSA y ADESA.

En la «Prospectiva energética de Canarias al año 2000», de M. Ríos, se prevé una participación de las E.R. de aproximadamente 25.000 tec, fundamentalmente en energía solar, lo cual equivale a un 0.9% del total.

Por otro lado, a raíz de la celebración en Tenerife de las Jornadas sobre Parques Eólicos, se estimó que se podría llegar al 5 ó 10 % del consumo total, o sea entre 150.000 y 300.000 tec. Esto supondría un coste de instalación en aerogeneradores de unos 10.000 MPTA.

En cuanto a energía de la biomasa, en unas condiciones realistas, puede esperarse una aportación de un 1% aproximadamente.

Naturalmente es difícil hacer ahora una valoración precisa de lo que las E.R. pueden suponer en las Islas, pero dadas las circunstancias de escasez y dependencia exterior, creemos que debe hacerse un esfuerzo para llegar como mínimo al 5% de nuestras necesidades.

## **7.- Resumen y conclusiones**

Como resumen, hemos presentado la propuesta de creación del Instituto Canario de Energías Renovables. Para ello se han definido los objetivos generales, que se pueden sintetizar en la incentivación del uso de tales recurso, fundamentalmente en base a la Ley de Conservación de la Energía, de la cual se ha explicado su filosofía y beneficios posibles. El ICER sería entonces el órgano de gestión de la Administración Autónoma en los temas de formación, promoción, e investigación y desarrollo.

Hemos revisado las actuaciones emprendidas en otras Comunidades, aún con las diferencias existentes entre unas y otras, y hemos señalado el impacto que tienen tales acciones.

A continuación se ha bosquejado la estructura y funcionamiento del ICER, y se ha repasado la información disponible sobre la posible aportación de las E.R. a la oferta energética. En este sentido, puede llegarse a un 5 % del consumo total, si bien el nivel a que se llegue responde a un planteamiento que se sale de las consideraciones técnicas y entra en las disponibilidades económicas y en las decisiones políticas sobre su inversión. Está de más recordar la importancia que puede tener ese objetivo tanto desde el punto de vista económico, como en lo que se refiera a una progresiva independencia de suministros. De ahí la importancia de tomar una actitud decidida ante la situación: y plantearse seriamente la puesta en marcha del Centro propuesto.

# **RECURSOS Y PERSPECTIVAS DE LA ENERGIA SOLAR EN CANARIAS**

Ponente: Valeriano Ruíz Hernández  
Las Palmas Gran Canaria  
Marzo 1984

# RECURSOS Y PERSPECTIVAS DE LA ENERGIA SOLAR EN CANARIAS

## 1. RECURSOS

### 1.1. INTRODUCCION

En casi todos los manuales, informes, etc. dedicados a la Energía Solar en cualquier aspecto, se hacen suposiciones sobre el porcentaje de sustitución de la Energía Solar sobre otras fuentes primarias de energía, referidas a distintos países. Estos porcentajes de sustitución suelen estar calculados basándose en planteamientos unas veces «conservadores» y otras «progresistas» con lo cual el número resultante viene a depender en muchos casos de una variable que no es precisamente muy objetiva. De todas maneras, conviene dejar claro desde el principio que estos cálculos siempre se basan en aplicaciones de la Energía Solar que implican el aporte de agua caliente y calefacción y, en algunos de ellos, calor de proceso en la industria. Junto a esto hay que tener en cuenta que la Energía Solar se viene utilizando tradicionalmente —sin contabilizar desde luego— en aplicaciones tales como la agricultura y la calefacción de viviendas a través de captación directa por su propia estructura y, por supuesto, generando un nivel térmico del ambiente que implica menos gasto de otra forma energética para algunas aplicaciones. Los rendi-

mientos energéticos de estas formas de conversión de Energía Solar en energía útil son muy bajos sobre todo si se integra en un período de tiempo adecuado como puede ser un año. También es verdad que las cantidades puestas en juego son enormes, de lo que se deduce inmediatamente las posibilidades de estas aplicaciones con un ligero aumento de estos rendimientos. Por la misma razón se puede comprender la dificultad—casi imposibilidad— de dar un porcentaje de sustitución de otras fuentes energéticas por estos usos de la Energía Solar y no por eso su potencialidad en este sentido es menor. Piénsese por ejemplo en la importancia socioeconómica de los cultivos protegidos que, en definitiva, implican un mejor aprovechamiento de la Energía Solar—y otros recursos— en el tema agricultura. A título de ejemplo también piénsese que el COP de una bomba de calor aumenta al disminuir la diferencia de temperatura entre las dos fuentes térmicas, — la de la aplicación y la del ambiente sea este aire, agua o tierra— y esta diferencia disminuye cuando aumenta la temperatura del ambiente, consecuencia casi directa del soleamiento del lugar. De aquí que un mismo dispositivo tenga más rendimiento (proporcione mayor energía térmica con el mismo consumo de trabajo) en un lugar con más cantidad de Energía Solar que en otro con menos.

Resumiendo, la capacidad de sustitución de fuentes no renovables de energía por la Energía Solar no es previsible salvo en lo que respecta a aplicaciones muy concretas. Lo que sí se puede calcular, con más o menos error, es la cantidad de Energía Solar (exposición) que llega a una zona determinada. También se puede dar una indicación sobre la calidad de esa energía (componente directa relacionada con el número real de horas de sol).

## 1.2. ASPECTOS GENERALES DE LA RADIACION SOLAR

La Energía Solar se nos presenta en forma de radiación electromagnética de acuerdo con el espectro de la fig. 1 procedente de una fuente bien conocida, el Sol, al que

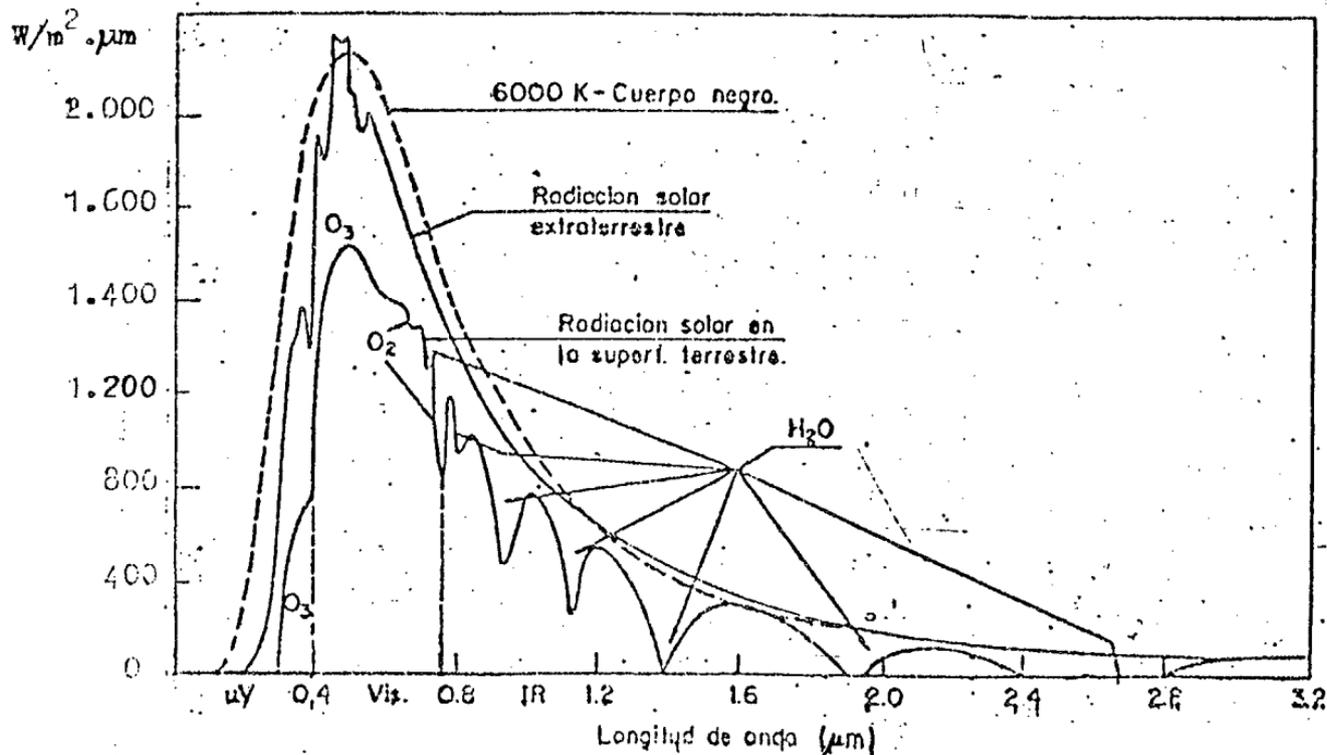


Fig. 1. Espectro Solar

a estos efectos se puede considerar como un radiador integral a **5.762K**. De la potencia radiante emitida por el Sol (irradiancia) llegan al exterior de la atmósfera terrestre, como valor medio a lo largo del año (varía la distancia Tierra-Sol),  $1.353 \text{ w/m}^2$ . La interacción con la atmósfera da lugar a una modificación en cantidad y calidad de esta radiación que depende de varios factores todos ellos ligados al lugar geográfico al que se refieren los datos. De esta manera, en una primera aproximación, se puede hablar de componente directa—que no ha sufrido modificación en su dirección— y componente difusa que procede de la bóveda celeste, a partir, de diversas interacciones con la atmósfera.

La suma de estos dos componentes es lo que se conoce como radiación total o global. En cuanto a las magnitudes energéticas ligadas a la radiación hay que hablar de exposición  $H$  ( $\text{J/m}^2$ ) e irradiancia  $I$  ( $\text{W/m}^2$ ).

Dado que los sistemas de aprovechamiento de energía solar llevan implícito la no horizontalidad del dispositivo de captación, es necesario conocer la irradiancia y exposición sobre una superficie inclinada a partir de los datos medios disponibles. Para ello, no basta con conocer el valor de las magnitudes ( $H$  e  $I$ ) globales, sino que es necesario saber sus componentes directa y difusa.

Concretamente, los sistemas de concentración ya sean fotovoltaicos o fototérmicos aprovechan casi exclusivamente la componente directa, de la cual no se tienen valores medios experimentalmente, aunque desde un punto de vista muy cualitativo se puede decir que donde hay más horas de sol al año, hay mejores posibilidades para los dispositivos de concentración como forma de aprovechamiento de la E.S. De aquí que los mapas de horas de sol sean bastante significativos, sobre todo los de días despejados al año.

Los datos necesarios para establecer con precisión los **recursos** en E.S. de una zona son, por lo tanto, irradiancia global, directa y difusa en función del tiempo en lugares

representativos, a estos efectos, de la zona en estudio. La irradiancia global se hallaría por medición directa, o bien como suma de los componentes directa y difusa ya que  $I_g = I_D + I_d$  por lo que basta con conocer dos de ellas para tener la tercera. La exposición se obtendría por integración en el tiempo de la irradiancia, es decir,

$$H = \int_{t_1}^{t_2} I(t) dt$$

Cuando no se dispone de datos experimentales de irradiancia o de exposición se pueden obtener, a través de correlaciones empíricas y de modelos matemáticos, de otras magnitudes con ellas relacionados, tales como: horas reales de sol, nubosidad, datos METAR, etc.

En cuanto a los datos disponibles de exposición (valores diarios), lo son medidos sobre superficie horizontal, valores globales (directa más difusa) y el número, fiabilidad y amplitud temporal de las series disponibles no son suficientes para afirmar tajantemente su validez.

Con estos datos de exposición global sobre superficie horizontal obtenidos experimentalmente y con los calculados a partir de horas de sol y nubosidad, aplicándoles procedimientos semiempíricos (métodos de Liu-Jordan y Collares Pereira-Rabl) se pueden separar las componentes directa y difusa que tratados adecuadamente llevan a valores sobre superficies inclinadas tanto en medias diarias mensuales como horarias para ese día medio del mes. Estos valores se encuentran tabulados para todas las provincias españolas excepto Cáceres y Jaen en la publicación «Radiación solar sobre superficies inclinadas» editada por el Departamento de Investigación y Nuevas Fuentes del Centro de Estudios de la Energía en Julio de 1981.

En resumen, los valores disponibles de exposición (base diaria y horaria) son escasos y poco fiables pero desde luego indicativos de su magnitud.

### 1.3 VALORES DE EXPOSICION ANUAL EN CANARIAS, ESPAÑA Y MUNDIALES

Teniendo en cuenta todo lo indicado anteriormente se ha calculado para Canarias, los valores de exposición global en superficie horizontal, con orientación sur, por unidad de área. Estos valores los representamos en las Tablas 1 y 2 (\*).

En la figura 2 se presenta un mapa del mundo con la distribución de irradiancia, promediada en 24 horas en  $w/m^2$  y donde se puede apreciar la situación de España entre los 200 y 250  $w/m^2$  que en mapas sucesivos precisaremos más. La figura 3 es similar a la anterior pero con la irradiación como variable. La figura 4 sitúa a España frente a Europa también desde el punto de vista de la irradiación. Aproximándonos más a nuestra zona de interés, reflejamos la irradiancia en España y en Canarias en la figura 5.

Un aspecto fundamental en cuanto a los «recursos» de Energía Solar que no queda reflejado en las figuras anteriores, es su aleatoriedad temporal por lo que en la figura 6 se expresa en una gráfica esta distribución de irradiación para Canarias y el total de España.

Otro aspecto —ya mencionado— de interés para conocer los recursos de Energía Solar en algunas aplicaciones que precisan dispositivos de concentración, son las horas reales de sol y de aquí que en la figura 7 presentemos la distribución española de horas reales de sol, donde puede apreciarse la gran importancia que tienen las zonas de Canarias y toda Andalucía en este tipo de aplicaciones. Más significativa en este sentido es la figura 8 en la que se tienen los días despejados al año.

### 1.4. RESUMEN

Como ya se ha indicado, no es posible dar una cifra que

(\*) M. Ríos. La Energía en Canarias. 1982

	Las Palmas G.C.	Guía de G.C.	Aeropuerto Gando	Aeropuerto Lanzarote	Aeropuerto Fuerteventura
Enero .....	9.977	10.836	10.414	12.571	11.289
Febrero .....	12.474	10.962	13.399	15.707	12.769
Marzo .....	15.687	14.875	16.538	18.523	16.495
Abril .....	19.175	18.730	19.519	21.875	20.898
Mayo .....	20.546	19.501	22.734	22.314	24.091
Junio .....	20.287	22.014	24.912	22.523	25.893
Julio .....	19.405	20.685	24.814	23.104	25.614
Agosto .....	19.210	20.955	23.850	22.587	23.450
Septiembre .....	17.798	17.820	18.687	19.130	19.173
Octubre .....	14.280	14.385	14.241	16.113	15.321
Noviembre .....	10.742	10.472	10.832	12.676	12.056
Diciembre .....	8.603	9.349	9.064	11.562	10.332

TAB IA 1

Exposición global en superficie horizontal.  $\frac{\text{kJ}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$

	Sta Cruz de Tfe.	Izaña	Aeropuerto Los Rodeos	Aeropuerto La Palma
Enero .....	10.341	11.038	9.645	9.436
Febrero .....	14.446	15.229	14.098	12.402
Marzo .....	19.516	16.098	16.756	16.363
Abril .....	21.746	17.472	17.521	17.227
Mayo .....	22.304	27.395	21.082	19.053
Junio .....	23.341	28.631	21.131	17.440
Julio .....	25.595	22.370	22.075	17.938
Agosto .....	24.536	22.085	22.825	17.976
Septiembre .....	18.104	18.058	18.291	17.265
Octubre .....	15.544	15.230	14.285	13.614
Noviembre .....	11.420	15.387	11.864	11.945
Diciembre .....	10.530	11.862	11.460	10.130

TAB IA 2

Exposición global en superficie horizontal.  $\frac{\text{kJ}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$

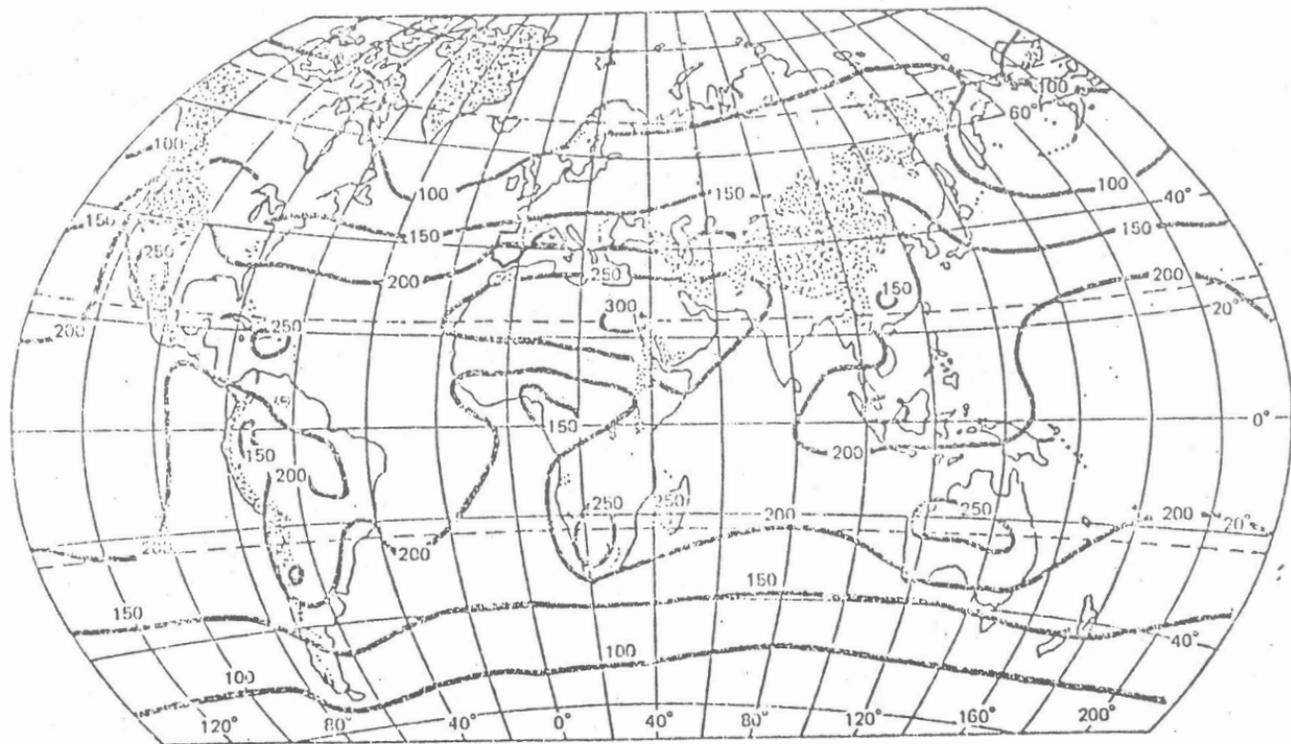


Fig. 2. Distribución mundial de irradiancia. Promedio diario en  $\frac{W}{m^2}$



Fig. 3 Distribución mundial de exposición solar en  $\frac{\text{kW.h}}{\text{m}^2 \cdot \text{año}}$

refleje en su totalidad la energía de procedencia solar que se utiliza para producir bienes de consumo o residenciales en Canarias ni en España por lo que tampoco se puede dar la capacidad de aumento de este «consumo». Nos hemos limitado, por tanto, a dar la potencia y la energía incidente sobre el suelo de Canarias y de España y que puede ser utilizado de muy diversas maneras en sustitución de otras fuentes energéticas de importación con las limitaciones que imponen el estado de la tecnología, las necesidades de estas energías por el estado de desarrollo de la región, la economía de las aplicaciones solares frente a otras, etc. En ese sentido, se está lejos aún de poder dar unos porcentajes fiables de capacidad de sustitución.

# POSIBILIDADES DE ENERGIA SOLAR EN EUROPA

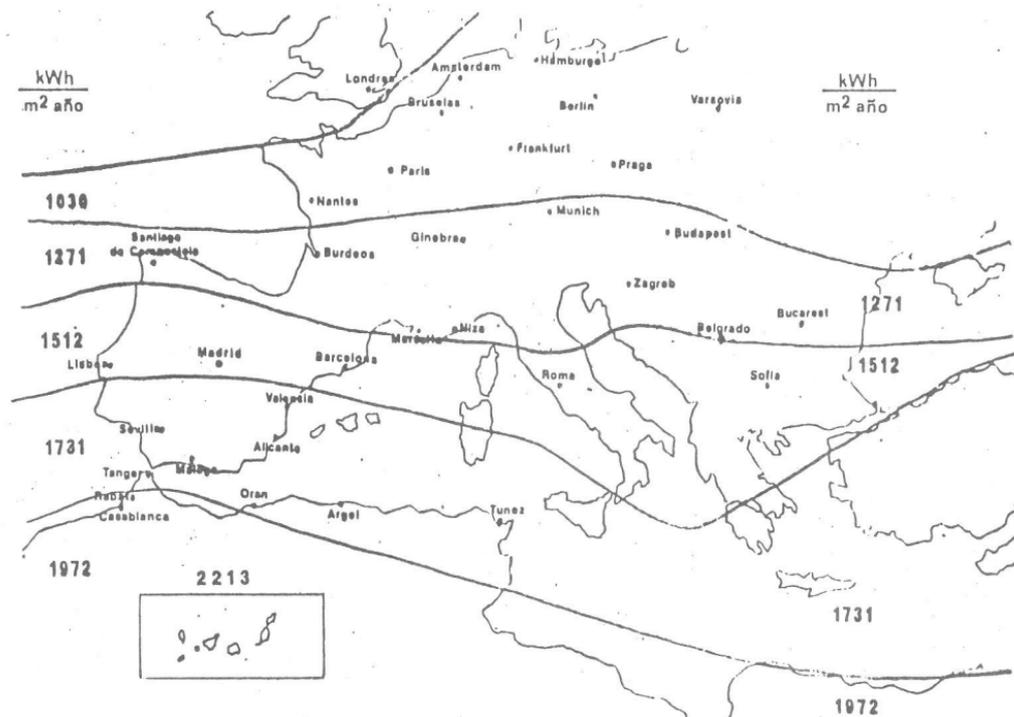


Fig. 4. Distribución de exposición solar en Europa.

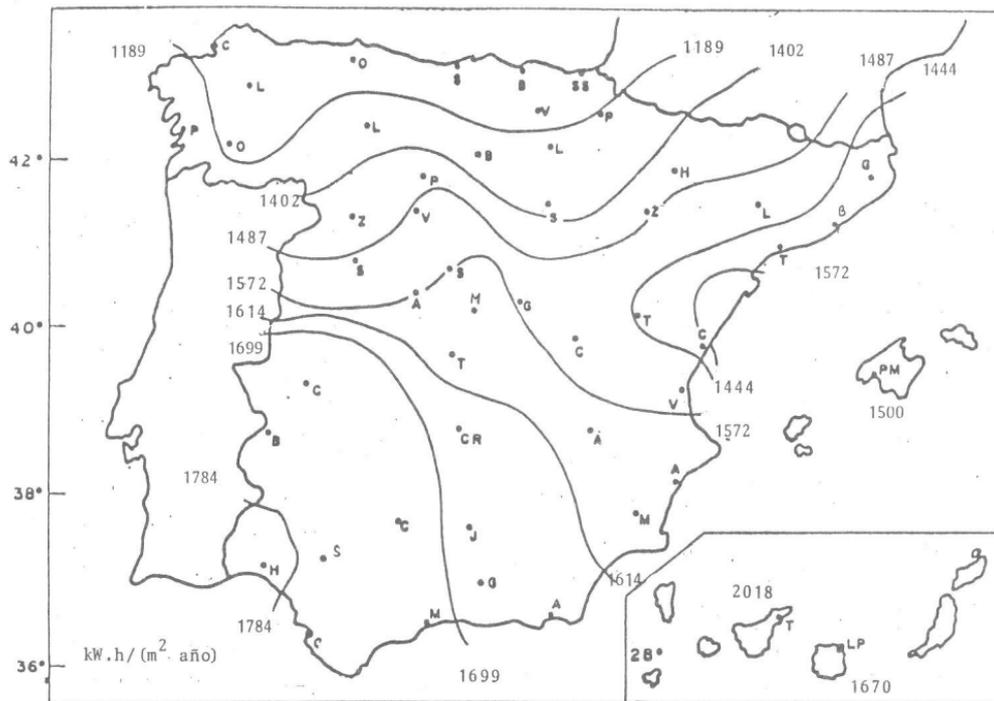


Fig. 5. Distribución de exposición solar en España.

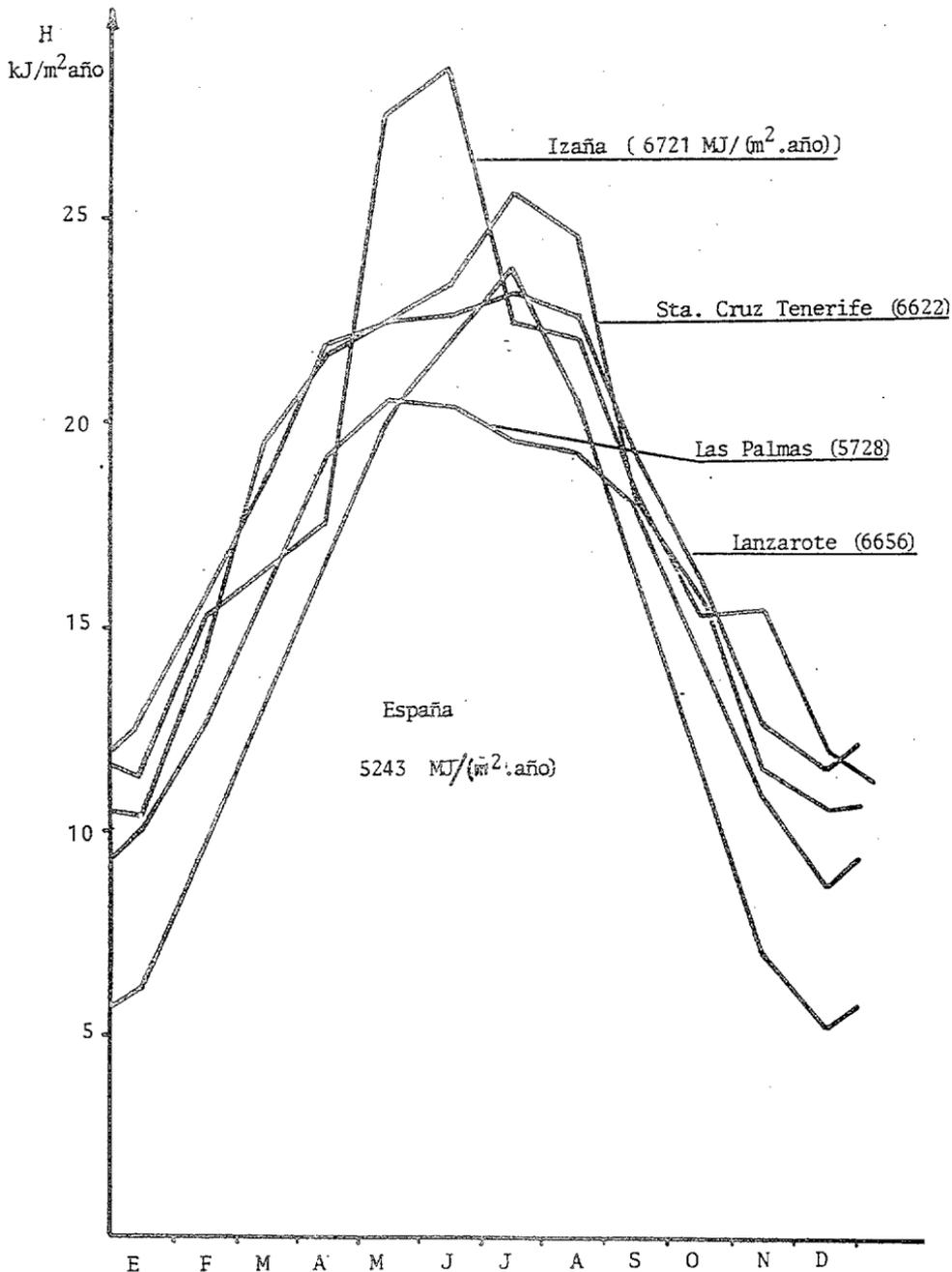
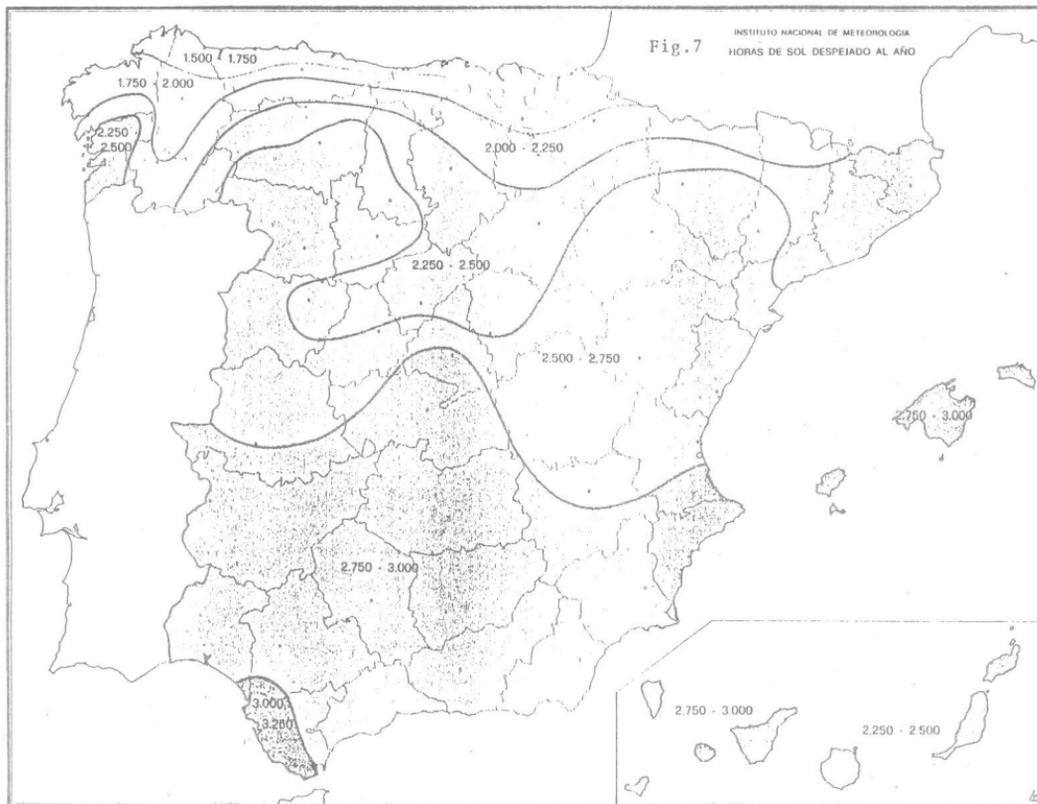
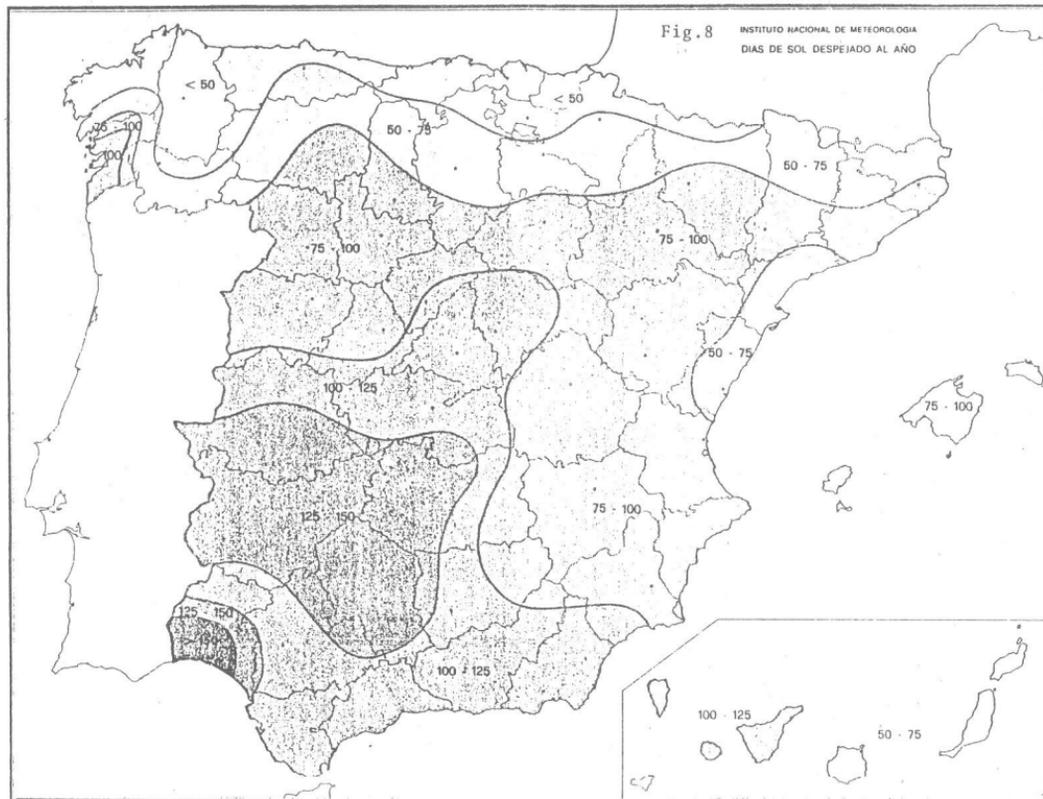


Fig. 6. Distribución comparada de exposición solar en Canarias y España.





## **2. APLICACIONES**

### **2.1. INTRODUCCION**

Habiendo dejado claro en la primera parte la cantidad y distribución de la Energía Solar disponible en Canarias, repasemos aquí las aplicaciones más importantes y su estado en cuanto a posibilidades de aplicación a corto, medio y largo plazo.

### **2.2. POSIBILIDADES A CORTO PLAZO**

Los procesos que pueden ser sustituidos, a corto plazo, son aquéllos que consumen energía térmica a baja temperatura, sobre todo agua caliente y aplicaciones agropecuarias y en la arquitectura y, en particular para Canarias, procesos de destilación de agua de mar. Para hacer una evaluación numérica de las posibilidades hay que tener en cuenta que no se tienen datos de los consumos de energía térmica en función de la temperatura del proceso, que son imprescindibles para hacer esta evaluación y, por otra parte, Canarias consume muy poca energía en comparación con el resto de España, por lo que, en este sentido, habría que pensar no sólo en sustituir parte del consumo actual sino en aumentarlo sobre todo en aquellos procesos que puedan ser cubiertos por Energía Solar.

Por lo que respecta a los dispositivos de producción de

energía eléctrica a partir de Energía Solar, se tienen las células fotovoltaicas.

### **2.2.1. Conversión Fotovoltaica.**

La conversión directa de la luz solar en energía eléctrica se consigue por medio de baterías solares, compuestas de células solares, a través de un proceso denominado usualmente «efecto fotovoltaico».

En el efecto fotovoltaico, los fotones de la luz solar transmiten su energía directamente a los electrones del material utilizado, sin un paso térmico intermedio.

#### **La célula solar de silicio**

Hasta el momento, el silicio es el material semiconductor más importante para la conversión fotovoltaica de Energía Solar, y es asimismo el material base para toda la industria electrónica.

El término «célula fotovoltaica», se aplica generalmente a una lámina de monocristales de silicio de alta pureza de 0,3 a 0,5 mm. de espesor, con una superficie aproximada de 2 a 12 cm<sup>2</sup>, y que ha sido dopada para producir una unión p/n de 0,25 a 1,0  $\mu$ m de profundidad.

Como se ha indicado anteriormente, las células fotovoltaicas se hacen generalmente con monocristales de silicio de gran pureza, dopados hasta una determinada resistividad volumétrica, generalmente comprendida entre 1 a 10 ohm-cm, mediante la adición de pequeñas cantidades de boro o fósforo. De esta forma se consigue las caras superior e inferior. Los contactos eléctricos son normalmente metálicos, depositados al vacío y sinterizados.

El tipo predominante de células de silicio está formado por una superficie de tipo n, que es la expuesta al sol, y un sustrato tipo n (n sobre p). Esta configuración presenta una

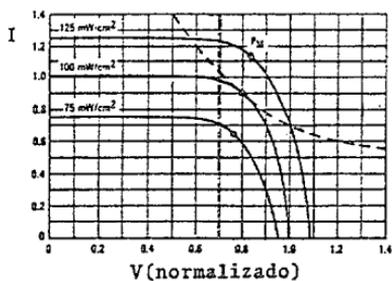
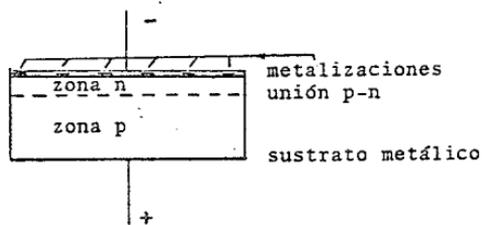
menor degradación bajo los efectos de la luz solar que la configuración p sobre n. No obstante, la célula p sobre n, tiene mayor rendimiento antes de ser expuesta a la radiación solar. Fig. 9.

El estado de desarrollo de esta aplicación permite su utilización en situaciones muy diversas (cuadro 1) lo que representa o puede representar un gran impacto social aunque no en cuanto a cantidad de energía primaria convencional sustituida. En España se ha llegado a un buen nivel de desarrollo de esta tecnología con una fábrica en Málaga de células fotovoltaicas bifaciales resultado de las investigaciones del grupo de Prof. Luque. Es de esperar que se continúe en este camino y se puedan mejorar tanto los dispositivos de producción (paneles de concentración estáticos, células de silicio policristalino y amorfo, etc.) como los de aplicación (convertidores corriente continua, corriente alterna, reguladores y acumuladores, aplicaciones en continua, etc.).

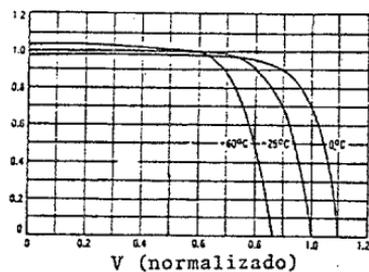
Por lo que se refiere a los costes, es bien sabido que son altos, lo que hace que su rentabilidad (exclusivamente económica) venga dada en función de la distancia a la red eléctrica convencional más próxima. Hay que hacer notar aquí que el acudir a materiales de base más baratos que el silicio monocristalino de alta pureza que se usa actualmente para la construcción de las células fotovoltaicas no supone un abaratamiento sustancial ya que el coste del material sólo es una pequeña parte del coste total de una instalación fotovoltaica.

### **2.2.2. Conversión fototérmica a baja temperatura.**

Se hace primero un comentario sobre las aplicaciones pasivas, en la Agricultura (invernaderos) y Arquitectura (captación por el propio edificio) y activos (producción de agua caliente sanitaria, calentamiento adicional de invernaderos, desalinización del agua de mar, etc.).



Curva I-V normalizada en  $1000 \text{ W/m}^2$ . Variación con la irradiancia.



Variación de las curvas I-V con la temperatura.

Fig. 9. Esquema de una célula fotovoltaica y características más importantes.

APLICACIONES DE INTERES DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (E.S.F.)

Aplicaciones características	Potencia media	Vida media	Sist. alim. conc. actualmente	Evaluación - posibilidad - España
Estaciones meteorológicas	100 - 500 W	10 años	Baterías	Positiva - Depende S. Público - Idoneidad técnica E.S.F. por lugares aislados e inaccesibles.
Emisoras vigilancia incendios forestales	30 - 70 W	10 años	Baterías	Positiva - Depende S. Público - Idoneidad técnica E.S.F. - Máximo funcionamiento meses verano
Alimentación Televisores aldeas aisladas	35 - 40W	15 años	Baterías	Negativa - Usos no previsibles en España
Recarg. baterías barcos deportivos y caravanas	10 - 20W	-	-	Positiva - Mercado expansivo - Idoneidad técnica - Mercado poco sensible a precio
Señaliz. y balizaje plataformas perf. petrol.	500 W	10 años	Baterías	Negativa - Mercado prácticamente inexistente
Radioenlaces	150 - 300W	15 - 20 años	Gr. electro baterías	Positiva - Idoneidad técnica - Mercado depende Sector Público - Mercado creciente
Reemisores TV y FM	Variable desde 2 W - 5 kW	15 - 20 años	Grupo Elect.	Positiva - Idoneidad técnica - Mercado creciente - Mercado del S. Público
Radiofaros, Radiobalizas Ayudas Navegación	250 W - 2.5 kW	15 - 20 años	Gr. Electr.	Positiva - Idoneidad E.S.F. - Mercado Público
Equipo militares campaña	50 - 500 W	10 años	Baterías.	Negativa - Incertidumbre mercado - Problemas de adaptación
Alimentación elec. viviendas o refugios aislados	1 kW	50 años	Grupos electrógenos	Positiva - Mercado creciente a corto y medio plazo - Posible intervención S. Público
Boyas marinas toma de datos	1 W	6 meses a 3 años	Baterías especiales	Negativa - Muy poco desarrollada en España la red
Boyas marinas señalización	10 20 W	10 años	Baterías especiales	Negativa - Parque actual escaso - Pocas posibilidades
Aparatos portátiles electrónica consumo	1 W	15 años	Pilas y baterías	Negativa - Poco difundida
Puesto de socorro y señalización autopistas y ferrocarriles	Unos 50 W	10 - 15 años	Líneas de energía	Negativa - Red española actual de autopistas en zonas cubiertas por línea - Mercado incierto.
Bombeo-irrigación de agua - cercados electr.	30 - 250 W	20 años	Motores	Positiva - Gran interés a medio plazo - Mercado expansivo - Idoneidad E.S.F.

CUADRO 1.

### a) Invernaderos.-

Como es natural no voy a hacer una descripción detallada de lo que es un invernadero ni los diversos tipos que hay. Sólo pretendo dejar clara su importancia para la economía de una zona que, como ésta, ya los conoce, y que ha hecho buen uso de ellos. Por razones económicas, la zona de Almería ha conseguido un puesto de privilegio en este terreno, con más de 9.000 Ha. de invernaderos.

Es bien sabido que un invernadero es un espacio en el que se pretende crear un clima artificial sobre todo en temperatura y humedad lo más próximo al óptimo requerido para el desarrollo vegetativo de los cultivos. Desde el punto de vista económico, las ventajas más sobresalientes son:

- a) Aumento de la producción.
- b) Adelanto y posible control de la época de recolección.
- c) Utilización de terrenos no aptos para la Agricultura normal.

Desde el punto de vista energético un invernadero es un sistema termodinámico que intercambia masa y energía de forma muy variable con el tiempo por lo que su estudio detallado resulta muy complejo, aunque se puede abordar de manera simplificada haciendo algunas suposiciones sobre el orden de magnitud de unos efectos energéticos sobre otros no siempre justificados por la experiencia. De todas las simplificaciones la menos satisfactoria es no tener en cuenta la variación con el tiempo de las variables ambientales por lo que para un cálculo sobre invernaderos (por elemental que sea) hay que tener en cuenta estas variaciones sobre todo las de temperatura ambiente.

Los intercambios más importantes en un invernadero son los siguientes. Fig. 10.

- a) Intercambio radiante, tanto hacia dentro (radiación

solar) como hacia fuera (cubierta, plantas, suelo, etc.).

- b) Evaporaciones del suelo, hojas, etc.
- c) Conducción—convección a través de la cubierta y el suelo.
- d) Renovación del aire del invernadero.

Sólo quiero hacer notar que las variaciones con el tiempo de estos efectos es muy diversa y que la mayor parte de las veces no se puede controlar, e incluso son imprescindibles.

Uno de los aspectos más a tener en cuenta en un invernadero son las propiedades de los materiales, de las cubiertas transparentes.

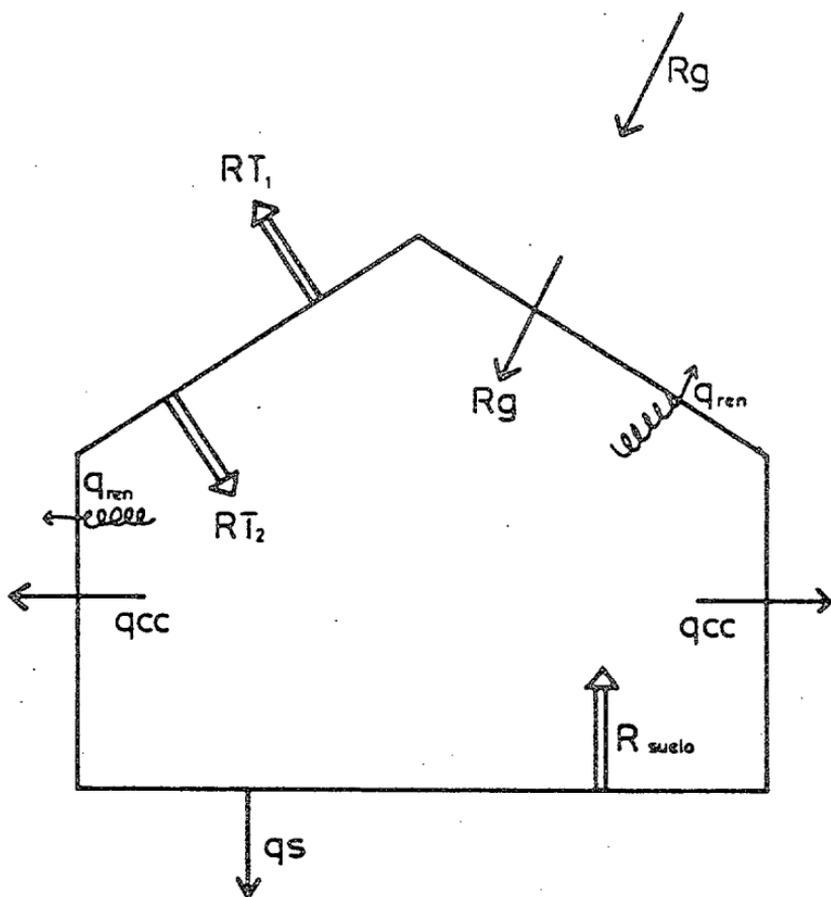
En la Fig. 11 se dan los coeficientes de transmisión de los materiales más empleados en función de la longitud de onda.

Por otro lado, para elegir un material, hay que tener en cuenta otros factores como duración, resistencia mecánica, precio, etc.

### **Invernaderos para cultivos especiales.-**

Cuando se trata de plantas que requieren unas condiciones especiales sobre todo de temperatura (tabla 3) es necesario el consumo de energías adicionales (sobre todo calor) que condiciona extraordinariamente la economía de los invernaderos.

Así pues, lo primero es conocer cuanta energía adicional es necesaria, para lo cual se ha elaborado un programa de cálculo que permite conocer las energías intercambiadas por un invernadero para unas condiciones climáticas dadas y en función del tipo de cubierta del invernadero y de las temperaturas deseadas en el interior, de día y de noche.



### CAMBIOS ENERGETICOS EN EL INVERNADERO

- $q_{cc}$  Pérdidas de calor por conducción - convección  
 $q_s$  Pérdidas por conducción a través del suelo  
 $q_{ren}$  Pérdidas por renovación del aire  
 $R_{\text{suelo}}$  Radiación del suelo - cubierta vegetal  
 $R_{T_1}$   $R_{T_2}$  Radiación térmica de la pared  
 $R_g$  Radiación solar (directa y difusa)

ESPECTROFOTOGRAMA DE ALGUNOS MATERIALES DE COBERTURA  
 UTILIZADOS EN INVERNADEROS EN EL DOMINIO DEL  
 INFRARROJO LARGO

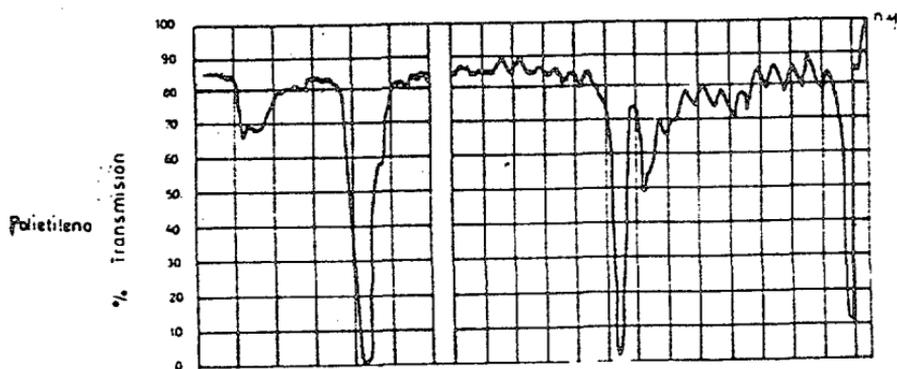
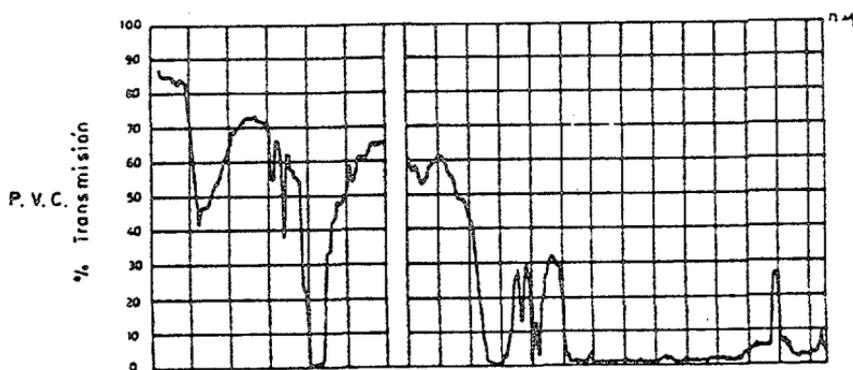
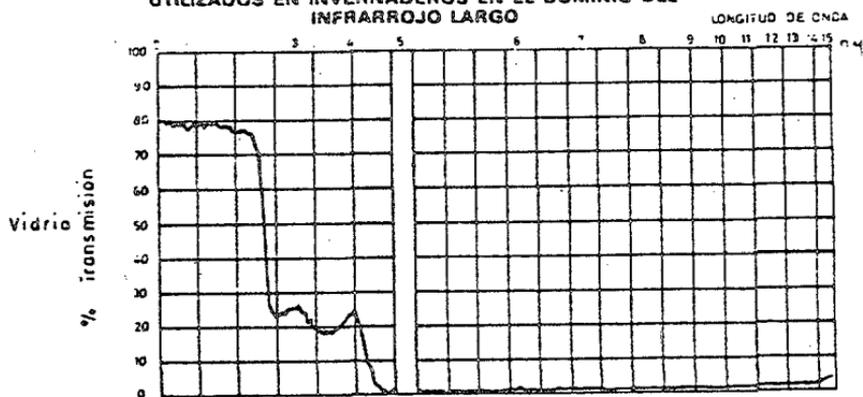


Fig. 11

Una vez determinadas las necesidades por  $m^2$  de invernadero se comparan con la energía real consumida por un determinado invernadero en la misma zona para contrastar la validez del método de cálculo empleado.

Finalmente, se evalúa en  $m^2$  la superficie de captadores solares que serían necesarios para cubrir estas necesidades energéticas dependiendo del tipo de panel (dado su rendimiento, tabla 4).

Las cuestiones económicas son tenidas en cuenta de manera global y a «grosso modo» aunque basta para llevarnos a una propuesta de solución para este problema cuyo estudio experimental se está iniciando en estos días. Fig. 12.

El estudio está concretado para Sevilla pero, naturalmente es, aplicable para cualquier otro lugar del cual se tengan datos de temperatura y exposición solar.

La propuesta realizada y que en estos momentos se está estudiando en Sevilla tiene mayor viabilidad en Canarias por tres razones fundamentales:

- a) La exposición solar correspondiente a los meses de interés (Noviembre, Diciembre, Enero y Febrero) es superior.
- b) La captación por las bolsas es mayor al serlo la altura solar en esas fechas.
- c) Las temperaturas ambientes son más adecuadas Fig. 13, 14 y 15.

Resumiendo este apartado, nos parece que ésta es la aplicación de la Energía Solar que más sentido tiene en Canarias en particular, por lo que se refiere a cultivos especiales (flores sobre todo).

TABLE 3

HORTICOLA	(1)	(2)	(3)		(4)	(5)	
	Temperatura mín. letal	Temperatura mín. biológica	Temperatura óptima Noche	Día	Temperatura máx. biológica	Temperatura Mínima	Temperatura óptima
TOMATE	0-2	8-10	13-16	22-26	26-30	9-10	20-30
PEPINO	0-4	10-13	18-20	24-28	28-32	14-36	20-30
MELON	0-2	12-14	19-21	24-30	30-34	14-16	20-30
PIMIENTO	0-4	10-12	16-18	22-28	28-32	12-15	20-30
BERENJENA	0-2	9-10	15-18	22-26	30-32	12-15	20-30
LECHUGA	(-2)-0	4-6	10-15	15-20	25-30	4-6	20
FRESA	(-2)-0	6	10-13	18-22	-	-	-
<b>FLORICOLA</b>							
CLAVEL	(-4)-0	4-6	10-12	18-21	26-32	-	-
ROSA	(-6)-0	8-10	14-16	20-25	30-32	-	-
GERBERA	0-2	8-10	13-15	20-24	-	-	20-22
GLADIOLO	0-2	5	10-12	16-20	-	6-8	



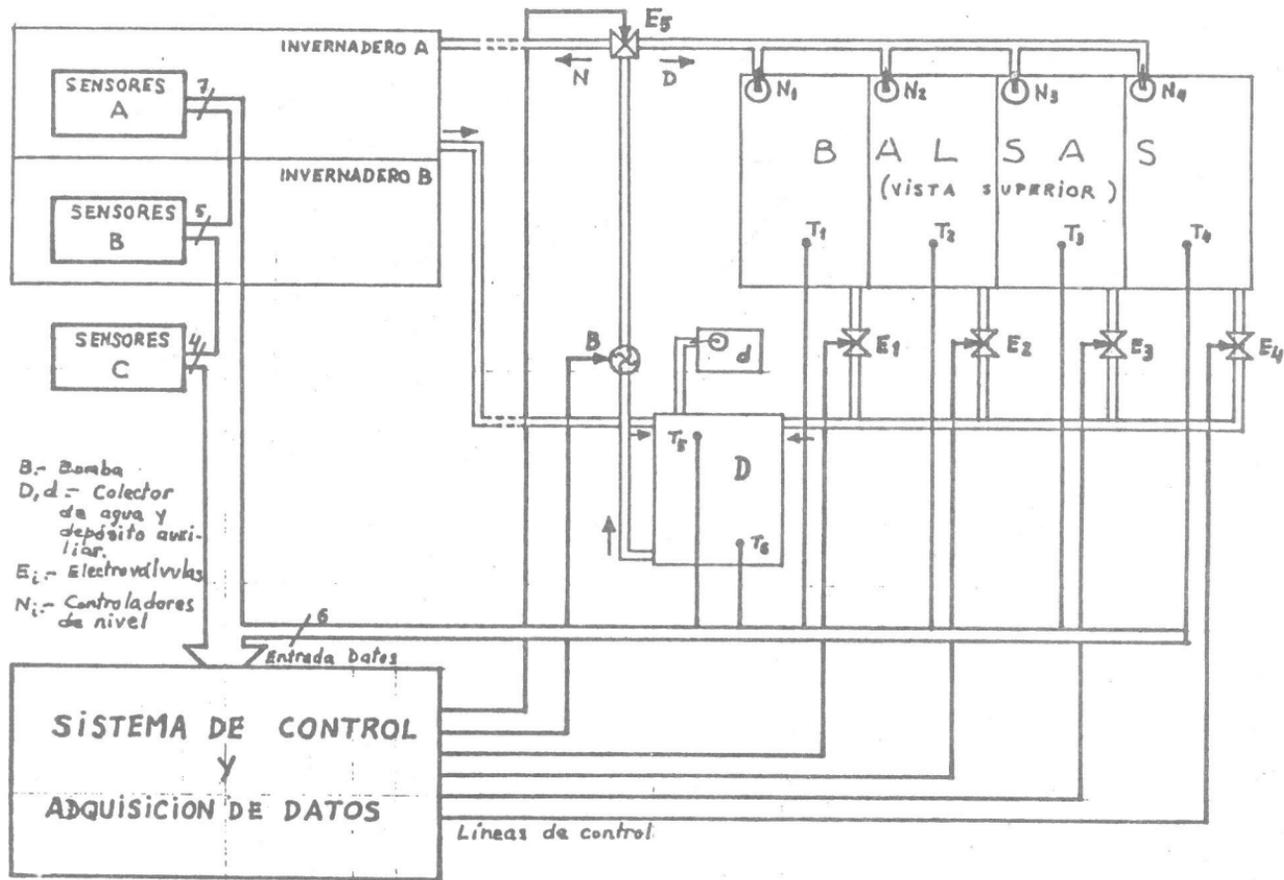
TABLA 4

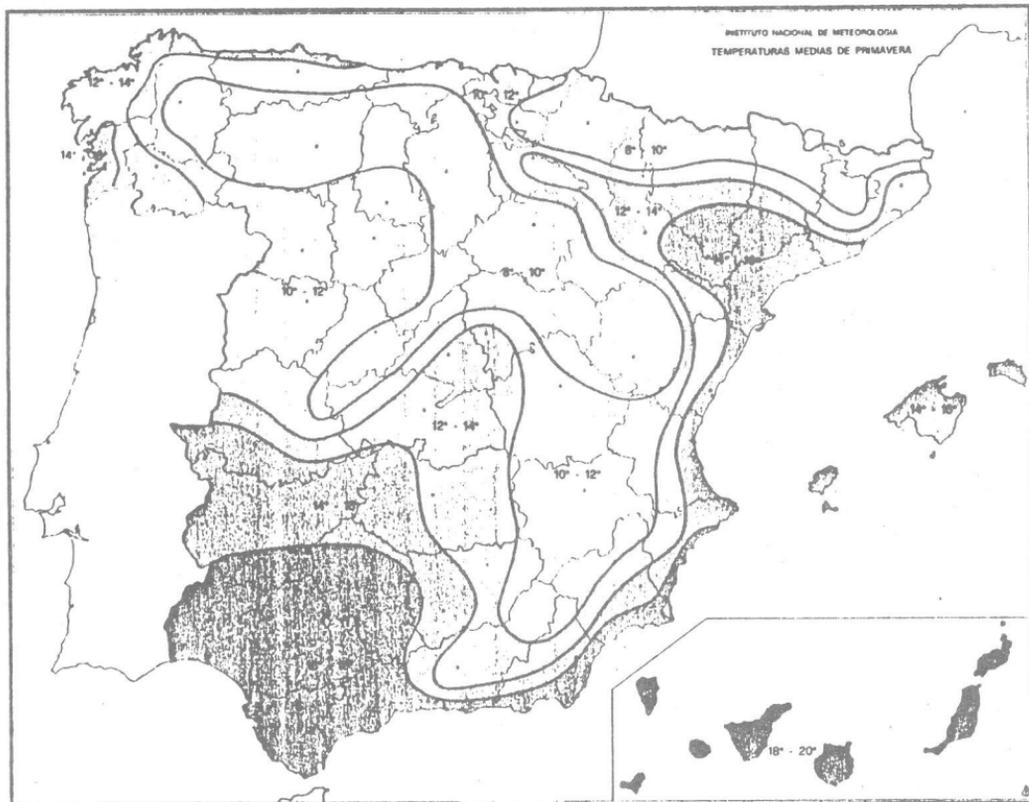
RESUMEN DE RESULTADOS

TEMPERATURA		ENERGIA ADICIONAL (MJ/M <sup>2</sup> )		GAS-OIL EQUIV. 70%		SUPERFICIE DE CAPTADORES			
NOCHE	DIA	VIDRIO	PE	VIDRIO	PE	100%	60%	50%	40%
8	10	24		1,16		12	20	24	30
12	14	170	170	8,27	8,27	54-54	90-90	108-108	135-135
12	15		176		8,54	46	77	92	115
14	20	290	292	14,1	14,21	86-87	143-145	172-174	215-217
16	25	427	434	20,75	21,1	122-125	203-208	244-250	305-313

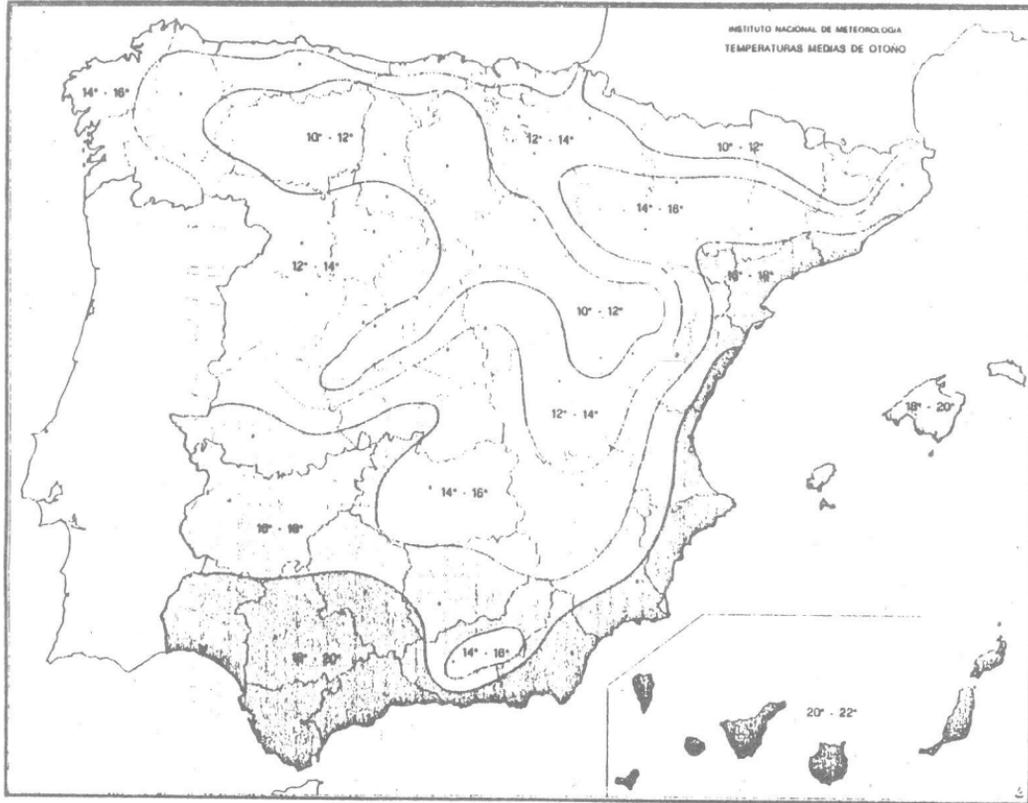
CASO SUPUESTO: INVERNADERO DE 204 M<sup>2</sup> EN SEVILLA CON EJE MAYOR ORIENTADO N-5 CUBIERTA DE VIDRIO Y POLIETILENO.

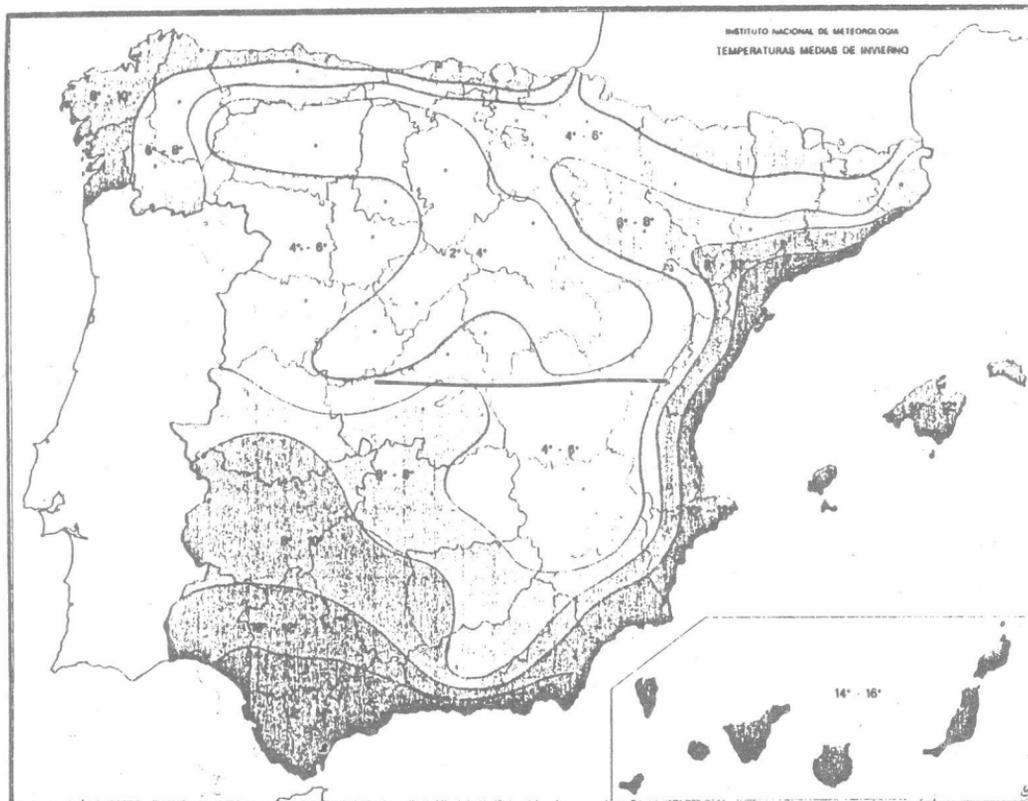
COMPARACION: INVERNADERO DE 6.250 M<sup>2</sup> CON CUBIERTA DE VIDRIO EN LA MISMA ZONA, MANTENIENDO TEMPERATURAS DE 12-14°C, EN LA TEMPORADA 9 DE NOVIEMBRE A 26 DE FEBRERO, CONSUMO TOTAL DE GAS-OIL EN EL PERIODO 74.100 LITROS, CONSUMO ESPECIFICO PARA COMPARACION 11,85 L/M<sup>2</sup>





INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA  
TEMPERATURAS MEDIAS DE OTONO





## **b) Aplicaciones pasivas en la Arquitectura.-**

En climas como el de las Islas Canarias, el solo hecho de tener en cuenta en el diseño de un edificio su entorno climático, llevaría a no tener que consumir otras formas de energía convencional para mantener un grado de confort adecuado.

Por supuesto no es nada nuevo el captar Energía Solar (como energía y como luz) por las ventanas de una vivienda, como tampoco lo es el defenderse de ella (persianas, blanqueado de paredes, etc.). Sí es relativamente nuevo el buscar la optimización del uso de todos los elementos constructivos en función de conseguir un ambiente agradable en el interior del espacio habitable, no sólo desde un punto de vista térmico, sino también de humedad, sonoro, luminoso, etc.

Desde un punto de vista exclusivamente térmico, los elementos que componen un sistema pasivo pueden clasificarse en:

1. De ganancia directa. Consisten básicamente en calentar la vivienda como si ésta fuera un captador solar con las ventanas de vidrio produciendo el efecto invernadero necesario. El sistema funciona evidentemente mejor si las ventajas son de doble cristal y la vivienda presenta una buena masa térmica. Si las ventanas orientadas al Sur son verticales y se diseña un pequeño parasol, el control de la temperatura en el interior de la vivienda a lo largo del año se realiza de forma prácticamente automática, por razón de la diferencia de alturas solares a lo largo del año.

2. Almacenamiento térmico en paredes. Este grupo de elementos pasivos lo forman los que utilizan una pared como almacenamiento térmico, situada detrás de un cristal en el que inciden los rayos solares. La pared hay que pintarla de negro o de color oscuro y puede ser de mampostería o de recipientes de agua. En latitudes como ésta no suele emplearse mucho por razones estéticas. Un caso particular lo constituye el conocido muro Trombe.

3. Almacenamiento acuoso en el techo. Similar al anterior con mejor comportamiento tanto en verano como en invierno. En los días soleados de invierno, los paneles aislantes se retiran, de forma tal que el sol incide directamente sobre bolsas negras de plástico y durante la noche o en días nublados los paneles aislantes cierran las bolsas para evitar las pérdidas térmicas al exterior. Las bolsas, en contacto con la lámina metálica que hace de techo, transmite la energía térmica al interior de la vivienda por convección sobre todo.

4. Invernaderos. Es una combinación de ganancia directa y almacenamiento térmico en las paredes. Están adosados a la vivienda, creando un espacio de transferencia de energía y, al mismo tiempo puede ser un elemento de control de humedad y, por supuesto, para criar plantas.

En las figuras 16 a 20 se esquematizan estos sistemas.

### **c) Desalinización de agua de mar.-**

Es uno de los temas de evidente trascendencia para Canarias por lo que merece una atención especial que se sale de los límites de este trabajo. Sin embargo, hay una serie de cuestiones relacionadas con este asunto que, al menos, quiero comentar.

Uno de los procedimientos más evidentes para desalinizar el agua de mar es por destilación, lo cual presupone evaporar el agua salada y luego condensar el vapor producido. Si este proceso se realiza por medio de Energía Solar, las cantidades de energía térmica que hay que poner en juego son muy grandes y las instalaciones convencionales, por tanto, muy caras. De aquí que una primera conclusión es buscar otros procedimientos que, o bien, permitan el abaratamiento del sistema solar necesario, o bien, no sea necesario evaporar (osmosis inversa).

En la primera de las posibilidades se está trabajando a

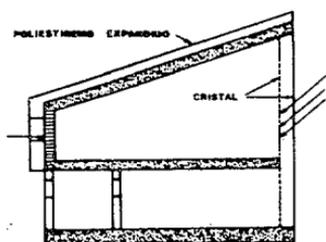


Fig. 16. Ganancia directa

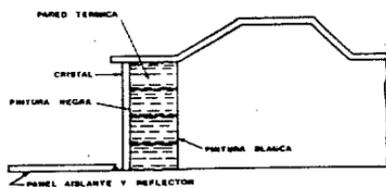


Fig. 17. Almacenamiento

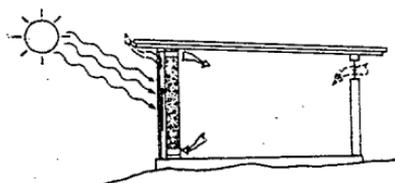


Fig. 18. Muro Trombe

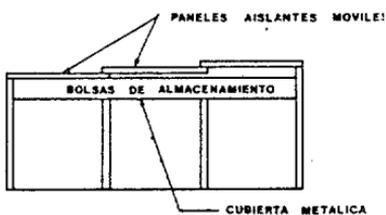


Fig. 19. Almacenamiento en cubierta.

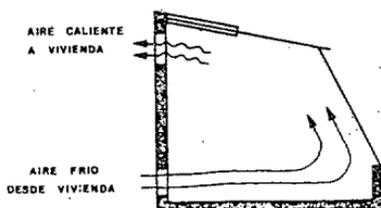


Fig. 20. Invernadero.

través de una propuesta que ha surgido de un grupo de Profesores de la Escuela de Ingenieros de Las Palmas y que puede significar la Tesis Doctoral de uno de ellos. El procedimiento ideado es interesante no sólo para uso de la Energía Solar sino también para el aprovechamiento de la entalpía residual del agua de enfriamiento de los condensadores de Centrales Térmicas. Desde el punto de vista de la Energía Solar se da una situación aquí similar a la de calefacción adicional de invernaderos por lo que se puede llegar a una solución imaginativa que resuelva los dos problemas.

#### **d) Producción de frío.-**

Es una de las aplicaciones en que mejor se ajustan la oferta y la demanda pues es bien evidente que cuando más demanda de frío hay es en verano y de día que es cuando mayor cantidad de radiación solar hay disponible.

Los mecanismos más evidentes para producir frío por Energía Solar son a través de los siguientes mecanismos:

- a) Energía eléctrica por células fotovoltaicas o conversión eléctrica termosolar y posterior accionamiento de una máquina frigorífica de compresión.
- b) Energía térmica y máquina de absorción.

El segundo procedimiento es el que se presenta más interesante a medio plazo para aplicaciones de un cierto tamaño y existen en el mercado máquinas de absorción de Bromuro de Litio agua accionados por Energía Solar (con captadores térmicos planos) para aplicaciones de climatización (5°C en evaporador).

En el caso de querer producir frío a temperaturas más bajas (refrigeración y congelación) hay que recurrir a la mezcla  $\text{NH}_3 - \text{H}_2\text{O}$  y dispositivos solares de baja concentración (captadores CPC y cilindro-parabólicos).

### **e) Agua Caliente Sanitaria.-**

Las aplicaciones de la Energía Solar a baja temperatura, tanto en el sector doméstico como en el industrial, agrícola, etc. cubren un amplio abanico de posibilidades, caracterizadas fundamentalmente por tres factores:

- Nivel térmico necesario.
- Cantidad de energía puesta en juego.
- Distribución, en el tiempo, del consumo.

Los factores enunciados anteriormente van a incidir claramente en el posible desarrollo de las diferentes aplicaciones. Un ejemplo concreto lo constituye la producción de agua caliente sanitaria vía solar.

El nivel térmico necesario en esta aplicación permite la utilización de colectores solares planos. La cantidad de energía demandada se traduce en superficies de captación inferiores a las necesarias en otras aplicaciones a la misma escala. Por último, el carácter anual de la aplicación supone un factor de utilización prácticamente constante durante todo el año.

La suma de todos estos factores ha contribuido a que la producción de agua caliente sanitaria vía solar se haya desarrollado más rápidamente que el resto de las posibles aplicaciones, constituyendo una de las más interesantes desde el punto de vista práctico y con mayores posibilidades de implantación en el momento presente.

No podemos olvidar que la viabilidad hoy por hoy de las instalaciones con aprovechamiento de Energía Solar, dependerán en su mayor parte del ahorro conseguido y de la amortización de la inversión realizada.

Por otra parte para que dicha amortización pueda ser efectuada en un plazo amplio, la instalación debe conservarse en buen estado, sin precisar elevado costo de

mantenimiento y con un funcionamiento automático.

Estas premisas exigen que todo proyecto sea realizado partiendo de las siguientes bases:

- RENTABILIDAD, SIMPLICIDAD, DURABILIDAD, MANTENIMIENTO, SEGURIDAD Y AUTOMATISMO.

Para constestar al primer apartado, analizaremos la distribución de costes de una instalación de producción de Agua caliente Sanitaria, con aprovechamiento de Energía Solar, en tres instalaciones típicas.

- A) Instalaciones de viviendas unifamiliares.
- B) Instalaciones de conjunto de viviendas (Bloques de pisos).
- C) Instalaciones de Hoteles, Residencias, Colegios, etc.

	A	B	C
Colectores solares	25%	50%	60%
Estructura soporte	4%	10%	8%
Almacenamiento	22%	12%	10%
Distribución de flúidos	25%	10%	8%
Regulación y Control	8%	3%	2%
Montaje	16%	15%	12%
	100%	100%	100%

**Tabla 5**

Como se puede comprobar no sólo es importante la elección y economía del captador solar, el resto de elementos puede llegar en algunos casos a representar hasta el 75% del costo.

## 2.3 POSIBILIDADES A MEDIO PLAZO

Aquí hay que considerar sectores diferentes aunque en algunos casos relacionados:

- a) Producción de energía térmica a temperaturas medias (superficies a 80°).
- b) Producción de energía eléctrica por transformación termodinámica.

a) En este aspecto es donde las perspectivas son más interesantes pero también aquí tropezamos con una falta de datos de importancia sobre todo en lo que se refiere a los niveles de temperatura a los que se consume la energía térmica en los procesos industriales. A pesar de esa falta de datos y apoyándonos en los que existen para Estados Unidos y los dados por Auxini y que no podemos decir que sean extrapolables para Canarias vamos a dar un orden de magnitud de las posibilidades de sustitución, en función de los niveles térmicos de consumo y que son los que caracterizan el tipo de dispositivo a emplear y, por tanto, el plazo de aplicación que será función asimismo del apoyo que encuentre en la Administración.

— Calor de proceso en la industria de USA (37% del total).

	sin precalentamiento		con precalentamiento	
	% de la Ind.	% del total	% de la Ind.	% del total
t < 180°C	22	8,14	41	15,2
t < 290°C	27	10	52	19,2
t < 590°C	44	16,3	77	28,5

Tabla 6

Para España (datos del I.N.I.) publicados en el Boletín informativo nº 88 de Diciembre de la Fundación Juan March. Todo en Mtep.

	< 80°C	80°C < t < 260°C	t < 260°C	total
Sector Industrial	2,66	4,683	4,368	11,711
Sector doméstico agrícola y servicios	3,577			3,577
Totales	6,237	4,683	4,368	15,288
% del consumo energía primaria petróleo + gas natural (39,2 Mtep)	15,9	11,9	11,1	38,9
% del consumo energía primaria total (68,67 Mtep)	9,1	6,8	6,4	22,3

**Tabla 7**

Este estudio lleva a pensar unas posibilidades de sustitución en procesos de baja temperatura (< 80°C) de entre el 4% y el 6% en los próximos 5 años y del orden del 5% más en el sector de la media temperatura (< 260°C) en un plazo de 10 años. Naturalmente estas afirmaciones no las hacemos propias toda vez que hay otras muchas circunstancias que influirán de manera decisiva en que se consigan esas posibilidades.

b) Las Centrales Eléctricas TermoSolares son los sistemas que se emplean para obtener energía eléctrica a partir de la Energía Solar, mediante la transformación previa de ésta en energía térmica.

Los objetivos de las CETS en el momento actual son varios. Dado su reciente desarrollo, persisten aspectos científicos por resolver, así como los nuevos que van apareciendo. Bajo el punto de vista tecnológico, han de diseñarse, construirse y probarse nuevos elementos para lo cual se ha de disponer de apoyo industrial y financiero. Como contrapartida se ha de obtener un producto rentable económica y socialmente.

Los subsistemas comunes a las CETS se pueden clasificar en los siguientes apartados:

– Subsistema de captación de la radiación solar, que en las CETS, son casi exclusivamente con concentración.

– Subsistema de transformación de radiación solar en térmica, en el cual la radiación, casi siempre reflejada y concentrada, se emplea para calentar un fluido de trabajo.

– Almacenamiento de energía térmica, para amortiguar las variaciones de entrada y salida y, en la mayor parte de los casos, independizar los momentos de recogida y uso de la energía.

– Transformación de energía térmica en mecánica, mediante los ciclos termodinámicos apropiados a los requerimientos de energía y temperatura de cada caso.

– Transformación de energía mecánica en eléctrica, análoga en las CETS a las centrales eléctricas convencionales.

– Aprovechamiento de la energía térmica residual, entrando de lleno en los sistemas solares de energía total.

– Subsistema de control, con distintas filosofías, desde el manual automático, incluyendo el sistema de «hombre en el lazo».

– Subsistema de control, con distintas filosofías, desde el manual al automático, incluyendo el sistema de «hombre en el lazo».

A título de información, en los cuadros 2 y 3 se da una información condensada y, en algún caso orientativa, de las principales instalaciones de este tipo en el mundo.

Es obvio que la aplicabilidad comercial de estas centrales está aún lejos de la realidad y que el mayor interés en este campo se centra en la evaluación de sus posibilidades futuras y, con la información disponible en este momento, no me atrevo a hacer una predicción.

GENERALIDADES

Central	Nombre	Localización	Proyecto Construcción	Patrocinador	Objetivos	
JCS	1	Solarfarmar 50	Castellón, España	Man-NT (D)	INTE BMFT (D)	Experimentos
	2	Complejo Solar Diré	Mali	Sofretes	Fonds d'Aide et de Cooperation	Unidad solar múltiple
	3	Planta «Vignola»	Córcega, Francia	CAF-Bertin (F) Sofretes (F)	COMES (F)	Producción autónoma de electricidad
	4	STEP 100	Meeekata, Australia Occidental	MAN-NT (D)	BMFT (D) SEWCA (AUS)	Desarrollo y demostración
	5	SSPPP	Sulaibyah, Kuwait	MBB (D) KISR (Kuwait)	KISR (Kuwait) BMFT (D)	Demostración sistema alimentos-Agua-electricidad
	6	(SONNTLAND)	Las Barrancas, Baja California Sur, Méjico	Dornier, MAN, AEG (D)	BMFT (D) SAMOPT (MEX)	Operación rutina, demostración, ensayo componentes
	7	STIP	Coolidge, Arizona, USA	Acurex (USA)	DOE (USA)	Electricidad para riego
	8	STEP	Shenandoah Georgia, USA		DOE (USA)	Desarrollo sistemas totales energía solar
	9	SSPS-DCS	Tabernas, Andalucía, España	Acurex (USA); MAN (D), Técnicas Reunidas (E)	Agencia Internacional de la Energía	Electricidad de energía solar
	10	Sunshine 2	Nio, Japón	Hitachi (J)	AIST, MITI (J)	Planta piloto. Escala de dimensiones
CRS	1	SSPS-CRS	Tabernas, Andalucía, España	Interatom (D), Martín Marietta (USA), SAIT (E)	Agencia Internacional de la Energía	Demostración y operación
	2	Eurelios	Adrano, Sicilia, Italia	Ansaldo, ENEL (I) Cethel (F) MBB (D)	Italia, Francia, Alemania Federal	Ensayo componentes. Operación con la red
	3	Sunshine 1	Nio, Japón	Mitsubishi (J)	AIST, MITI (J)	Actuaciones Escalado dimensiones
	4	CESA-1	Tabernas, Andalucía, España	Grupo compañías españolas	Centro de Estudios de la Energía	Viabilidad técnica desarrollo componentes solares
	5	Themis	Targassonne, Pirineos Occident., Francia	EDF (F)	COMES (F)	Ensayos tecnológicos. Verificación teórica
	6	Solar-1	Barstow, California, USA	Martín Marietta Mr. Donell Douglas N. Barstow	DOE y conjunto de compañías (USA)	Viabilidad técnica y económica, escalado de dimensiones

Cuadro 2

GENERALIDADES (continuación)

Central	Filosofía de la operación	Potencia de salida rendimiento global	Turnos de operación	Turnos de mantenimiento	Coste K/W instalado	
DCS	1	Múltiples experimentos, automática en operación	50 kW eléctricos 260 kW térmicos	Sin turnos 2 personas	Sin turnos 2 personas	
	2	Agrícola, arquitectónica, enseñanza	60 kW eléctricos y mecánicos	7 días/semana, 1 persona	7 días/semana, 1 persona	-
	3	Planta automática	100 kW eléctricos	7 días/semana, 1 persona	7 días/semana, 1 persona	-
	4	Optimizar ahorro de combustible	100 kW eléctricos, 7,8 %	7 días/semana, 24 horas/día	7 días/semana 24 horas/día	-
	5	Automatización en operación de rutina	100 kW eléctricos 10,2% 530 kW térmicos 53%	6 días/semana, 2 turnos, 1 operador	1 si es necesario	14.800 S/kW eléctricos 9.200 S/kW térmicos
	6	Máxima producción anual automatismo	100 kW eléctricos 6,5% 240 kW térmicos	Operaciones continuas, 3 turnos	-	-
	7	Operación de rutina automática	150 kW eléctricos 6,9%	7 días/semana, 1 turno, 3 personas	-	32.391 S/kW
	8	Disponibilidad técnica y económica Sistemas solares de energía total	400 kW eléctricos 7,5% 3.000 kW térmicos	-	-	29.750 S/kW
	9	6 meses optimización 2 años oper. rutina	500 kW eléctricos 10,1%	22 personas (junto con SSPS-CRS)	6 personas (junto con SSPS-CRS)	25.000 S/kW
	10	Operación siguiendo la demanda eléctrica tipo	1.000 kW eléctricos 9,5%	7 días/semana, 2 turnos, 5 personas	3 personas	20.800 S/kW
CRS	1	Máxima energía en operación de rutina, automatismo	500 kW eléctricos 16,2%	5 días/semana, 22 personas (con SSPS-DCS)	6 personas (con SSPS-DCS)	30.000 S/kkW
	2	Máxima producción, operación experimental	1 MW eléctricos 16%	2 turnos, 3 personas	5 personas	-
	3	Operación siguiendo la demanda eléctrica tipo	1 MW eléctricos 8,4%	7 días/semana, 2 turnos, 5 personas	3 personas	20.800 S/kW
	4	Operación de rutina con evaluación de componentes y subsistemas	1,2 MW eléctricos 12,5%	-	-	15.000 S/kW
	5	Mejora actuaciones: optimización operación; reducción de costos	2,5 MW eléctricos	-	-	6.375 S/kW
	6	Facilidad equipo y subsistemas	10 MW eléctricos 15,3%	7 días/semana, 3 turnos	25 con personal de apoyo	14.000 S/kW

Cuadro 3

## **2.4. POSIBILIDADES A LARGO PLAZO**

Aquí hay que considerar además de un mejor desarrollo de los temas citados anteriormente, lo que creemos puede ser la verdadera solución del problema, y es la utilización de la Energía Solar como fuente primaria de energía para producir bien sea hidrógeno u otras sustancias químicas con alto contenido energético por procedimientos fotoquímicos, o bien a través de mecanismos biológicos que involucran la participación de microorganismos productores de sustancias químicas de interés energético.

Naturalmente no se puede en este momento hacer una presunción sobre el porcentaje de sustitución que se lograría pero está claro que podría ser muy alto.

## **2.5. RESUMEN DE LAS POSIBILIDADES**

Según el DOE (Departamento de la Energía de los U SA) la contribución solar para el año 2000 en U SA estaría entre el 2,2 y el 10%, dependiendo sobre todo del precio del barril de petróleo en ese año. Naturalmente estas cifras se dan suponiendo un determinado esfuerzo de la Administración en esa dirección, estableciendo o no determinadas prioridades.

Para España, el Centro de Estudios de la Energía ha dado la cifra entre el 3 y el 4% para el año 2000, aunque no se conocen en detalle los argumentos objetivos tenidos en cuenta para hacer esta afirmación, por lo que no se puede afirmar que sean válidas las cifras dadas y mucho menos que lo sean para Canarias.

En cualquier caso, para esta región lo más importante no es la cantidad exacta de sustitución de las energías primarias convencionales sino la posibilidad de no disminuir el actual consumo, ya bajo, si se pretende aumentar el nivel de desarrollo tanto industrial como agrícola y de servicios. Sobre todo en estos dos últimos sectores es

donde la Energía Solar podría contribuir de una manera decisiva a mejorar el futuro de estas tierras.

### **3. PROPUESTAS DE ACTUACION.**

Canarias, como Andalucía y otras regiones de España, está subdesarrollada, tanto energética como económicamente, por el escaso nivel de recursos primarios no renovables, por la pobre infraestructura energética y por el bajo nivel de consumo.

Si quiere desarrollar sus potencialidades, Canarias necesita consumir más energía y disminuir su dependencia energética, para lo cual es imprescindible caminar hacia el aprovechamiento de las energías renovables y, desde luego, utilizar mejor las energías que tiene que comprar fuera.

Sobre todas las energías renovables, en Canarias destaca la solar, aunque para su uso masivo nos encontramos (como en otros sitios) que la situación es, sobre todo, confusa.

Si centramos el uso de la Energía Solar en las aplicaciones hoy comerciales, se puede contar con las aplicaciones térmicas a baja temperatura y la obtención de energía eléctrica por medio de células fotovoltaicas. Esta última utilización puede tener gran importancia en aplicaciones concretas como es el caso de la electrificación de núcleos aislados.

El aspecto clave de la Energía Solar a corto plazo nos parece su aplicación a bajas temperaturas, en particular en la Agricultura y en el hábitat tanto a nivel pasivo como activo. Se parte de un mercado potencial evidente, un parque de viviendas necesitado de renovación, una agricultura enfrentada a su modernización e industrialización, una

hostelería y una industria sometidas a un período de revisión estructural y todo en un marco de coste creciente de la energía tradicional.

Esta multitud de consumidores a secas o profesionales de la construcción, la agricultura, la industria o la hostelería, agobiados por los costes de la energía, se enfrenta con una serie de problemas, cuando —motivados por informaciones aleatorias en su formulación y planificación— se acercan a la Energía Solar. Cabe citar:

- Desconocimiento casi absoluto de las técnicas de utilización de la Energía Solar, de sus ventajas e inconvenientes. La mayoría se enfrenta a una tecnología en gran medida desconocida.
- Coste elevado de instalación, superior al de los sistemas habituales, desconociendo el usuario el coste histórico de dicha energía, porque siguen sin existir datos fiables de durabilidad y mantenimiento.
- Desconfianza hacia los niveles de temperatura garantizados en las distintas temporadas, basados de nuevo en la falta de información fiable y de fácil acceso.
- Falta de credibilidad de algunos fabricantes e instaladores, que contribuyen a hacer difícil un lanzamiento exhaustivo del uso de la Energía Solar para bajas temperaturas.

Para subsanar estas dificultades, sería preciso una actuación en distintos frentes, basados fundamentalmente en:

- Información institucional en T.V. radio y prensa, destacando la Energía Solar como fuente energética renovable, mostrando el cómo y el por qué de la E.S., ventajas e inconvenientes de estos sistemas, etc. etc.
- Establecimiento de un procedimiento de homologación pública de sistemas instalados y la normativa de autorización de instalaciones.
- Implantación de seguros frente al incumplimiento de

garantías por proveedores e instaladores homologados.

– Delimitación de los sistemas aconsejables para cada uso y para el microclima de la región, procurando la standarización de los modelos más idóneos.

Además de apoyar a la Energía Solar como norma de ahorro energético, es preciso potenciar su utilización mediante una legislación adecuada, incentivando la investigación y la producción de sistemas de aprovechamiento, así como su utilización.

Además de la promoción, una legislación coercitiva debe obligar a la construcción de los sistemas teniendo en cuenta la conservación de la energía y, por tanto, la no utilización de sistemas energéticos altamente ineficaces como son los de calentamiento eléctrico directo.

**JORNADAS DE POLITICA ENERGETICA**

**16 – 17 de Marzo de 1984**

**EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA  
EOLICA EN CANARIAS**

Conferenciante:  
Roque Calero Pérez

## **APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA EOLICA EN LAS ISLAS CANARIAS**

### **Introducción: Situación actual del aprovechamiento de la Energía Eólica.-**

- En el momento presente puede considerarse que el uso de la energía eólica ha pasado de una etapa primitiva, caracterizada por el uso de pequeñas unidades casi artesanales para usos muy restringidos, a una etapa de pleno desarrollo, con el empleo de aerogeneradores de gran potencia, conectados a las redes eléctricas. En la actualidad se encuentran en el mercado máquinas perfectamente operativas de hasta 250 KW. y se piensa que pronto se encontrarán en idénticas condiciones máquinas de hasta 1.000 KW.

En base a tales máquinas, diferentes países han estudiado, o lo están haciendo, su aplicación en gran escala para suministrar las demandas energéticas nacionales.

En este contexto cabe destacar, como país más avanzado, los Estados Unidos de América, especialmente el estado de California, donde existen mas de 300 MW instalados, a base de «parques eólicos» conectados a la red eléctrica general. Según las previsiones de tal Estado, en el año 2000 esperan que un 10% de las demandas totales de energía eléctrica sean cubiertas por los aerogeneradores instalados.

Asimismo, Inglaterra piensa que puede cubrir con este tipo de energía hasta un 20% de la demanda total, en el año 2000.

Países como Canadá, Francia, Alemania, etc, tienen también amplios y completos programas de I+D en el campo del aprovechamiento de la energía eólica.

- Volviendo al caso de U.S.A., es interesante exponer algunos datos sobre el «programa federal» que para el desarrollo de este tipo de energía se llevó a cabo a finales de la década de los años 70. Las consecuencias de tal programa, en el que se invirtieron cerca de 100.000 millones de dólares, han sido la extensión del uso de los generadores eólicos, en ciertos Estados del país, así como las grandes expectativas de cara a la exportación de esta tecnología.

Los objetivos iniciales que se plantearon con el «programa federal USA» fueron los siguientes:

- Determinar el potencial nacional de E.F.
- Determinar las posibles necesidades regionales, tanto en disponibilidades de viento, como el costo de aplicación de ésta.
- Estudiar las repercusiones sociales y ambientales de su aplicación.
- Determinar métodos para definir el asentamiento de las turbinas, y los requerimientos de los equipos a diseñar.
- Determinar los rendimientos de los equipos y las disminuciones de sus costos.
- Explorar diseños innovadores en cuanto a formas de conversión.
- Desarrollar pequeñas máquinas (menores de 100 KW) para agricultura y otros usos.
- Desarrollar máquinas intermedias (entre 100 y 1.000 KW) para pequeñas comunidades, industrias, etc.

- Desarrollar grandes máquinas (por encima de 1.000 KW) para aplicaciones a gran escala.

El programa se dividió en 5 apartados, para su mejor coordinación:

- Programa de desarrollo y tecnología.
- Pequeños sistemas (usos rurales).
- Sistemas de 100 KW.
- Sistemas de MW.
- Sistemas de gran escala, interconectados (parques eólicos).

A su vez, el programa de desarrollo y tecnología se dividió en 6 áreas:

- Definición de los recursos nacionales, posibles usos de la E.E. y necesidades de I+D.
- Aplicaciones de la EE, incluyendo información técnica y económica para producir energía eléctrica.
- Aspectos legales, sociales y ambientales.
- Características del viento: (recursos eólicos locales y regionales, asentamiento de los equipos, mediciones del viento, registro, etc.)
  - Desarrollo de tecnología (fabricación de componentes y subsistemas mecánicos y eléctricos, etc.).
  - Conceptos avanzados e innovadores (diseños sin hélices).
- En el proyecto participaron el DOE, otras agencias federales, laboratorios privados y Universidades.

Solamente entre los años 1977 y 1978 se aprobaron unos 70 proyectos, por un valor de más de 86.000 dólares.

## ANALISIS DEL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA EOLICA EN LAS ISLAS CANARIAS

Las Islas Canarias son una de las zonas del País más favorecidas por la energía eólica, tal como se desprende de los estudios realizados hasta el momento, y del uso amplio de pequeños molinos para la molienda y el bombeo de agua, en varias islas.

Sin embargo, el conocimiento actual del potencial eólico dista mucho de ser el correcto, al no existir un mapa detallado, por islas y zonas.

En este contexto, la descoordinación entre los diferentes organismos, la ausencia de un plan de mediciones integrado, las mediciones puntuales y arbitrarias, ha sido la tónica general. Es más, las mediciones más amplias y coordinadas datan de los años 50 (en los que curiosamente no existían graves deficiencias energéticas, la potabilización de aguas era desconocida y los precios de los hidrocarburos eran bastante bajos!), y por las razones apuntadas no obedecían a una necesidad imperiosa de realización de esta energía. Por otra parte, las técnicas de medición y registro no eran las más adecuadas.

A pesar de todo, Canarias es quizás una de las zonas de España en que mejor se ha estudiado la E.E.

- El uso de pequeños aeromotores para extracción de agua en pozos poco profundos ha sido una práctica habitual en las Islas Canarias, principalmente en Gran Canaria y Fuerteventura.

Aparte de algunas unidades importadas de Alemania, de unos 25 C.V., (instaladores en Gran Canaria) casi todos los modelos son del tipo «ruida Ceuta», de la casa Aeromotor, de Chicago. La importación de estas unidades sólo se interrumpió en la década de los 60, debido al bajo costo del petróleo, y la introducción masiva de pequeños grupos motobombas. Sin embargo, el posterior incremento del precio del petróleo ha llevado (especialmente en la Isla de Fuerteventura, donde la

profundidad de los pozos no ha variado) a un nuevo incremento de la demanda de estas pequeñas unidades, ahora importadas de Argentina. En los últimos años, las importaciones de estos aeromotores han superado los 250 millones de ptas., con precios unitarios entre 500.000 y 1.000.000 ptas.

Ha de mencionarse también que en las dos islas mencionadas se desarrolló una importante fabricación propia, casi artesanal, y que en algún momento llegó a competir con los modelos importados.

Tal fabricación no se ha recuperado en esta segunda etapa, pudiendo decirse que en la actualidad no se fabrican aeromotores de ningún tipo en las Islas Canarias.

En los últimos tiempos, y por razones que no es preciso analizar, se ha suscitado en las Islas Canarias, a ciertos niveles, un creciente interés por el aprovechamiento de la E.E. Se intuye que este tipo de energía puede tener una repercusión positiva y considerable en la conjugación del creciente déficit energético Regional.

Sin embargo, los intentos efectuados hasta el presente se han limitado a algunas acciones puntuales, me atrevería a decir que más de «Corte político» y de «imagen», que de otra cosa, y que como es lógico, no han dado ningún fruto (salvo quizás el de suscitar algún interés en medios «oficiales»). Desde luego han sido incapaces de hacer llegar el interés en el uso de esta energía al gran público de las Islas.

## **POSIBILIDAD DE LA E.E. EN LAS ISLAS CANARIAS**

- Dando por sentado que existe un potencial eólico suficiente, y partiendo de la realidad canaria, de los aspectos agrícolas, industriales y tecnológicos, las aplicaciones de la E.E., en las Islas Canarias podrían ser las que se reflejan en el cuadro adjunto:

### Pequeña escala

Bombeo:  
bancos de poca profundidad

- salinas
- embalses
- riegos por aspersión, etc.
- refrigeración
- compresores de aire

Alumbrado:

- Caseríos aislados  
(conectada o no con la red eléctrica general)

Potabilización:

- Pequeñas unidades privadas (potabilización «in situ»):
  - aguas salobres
  - aguas de mar

### Gran escala

- Conexión a las redes insulares eléctricas.

- Potabilización:

(Para núcleos grandes de población o no con las redes eléctricas l.)

- Compresión vapor
- Osmosis inversa
- Electrodiálisis
- Evaporación súbita

Como se ve, su aplicación varía de una isla a otra, y de un uso a otro, haciendo ver claramente la necesidad de efectuar estudios más serios de todas las alternativas posibles.

## PLANIFICACION DEL USO DE LA E. E. EN CANARIAS

- En primer lugar, ha de resaltarse la necesidad de una planificación de las diferentes acciones implícitas en el uso de la E. E. Tal necesidad viene dada por los siguientes peligros inherentes a su inexistencia:
- *Repercusión negativa de una mala planificación, con la consiguiente «pérdida» de este tipo de energía, si los intentos puntuales y descoordinados no resultan «exitosos»...*
- Alto coste económico, tecnológico, social, etc. de las

acciones descoordinadas, con esfuerzos estériles en muchos casos.

- Incertidumbre en los apoyos económicos e institucionales, en base a los supuestos anteriores.
- Falta de una visión global del problema, y por tanto, imposibilidad de una planificación racional de las acciones futuras, y de un aprovechamiento óptimo de los recursos del Archipiélago.
- Sentada la necesidad de una planificación cuidadosa, lo más importante y prioritario es establecer los objetivos de un plan de desarrollo de E.E. en las Islas Canarias.
- Sin pretender ser exhaustivos, he aquí algunos de los objetivos que podrían comprender este plan:
  - a.- Determinar el potencial eólico regional, y su situación respecto del nacional.
  - b.- Determinar el potencial eólico insular, e incluso local.
  - c.- Determinar las necesidades regionales, insulares y locales, que son susceptibles de cubrirse con energía eólica.
  - d.- Cuantificar la aportación de la E.E. a la demanda energética total, y a cada demanda en particular (bombeo de aguas, potabilización, energía eléctrica, etc.), tanto a nivel Regional como a nivel Isla.
  - e.- Estudiar las repercusiones ambientales, sociales y económicas del uso extensivo de esta energía, en la Región, y en cada Isla.
  - f.- Definir métodos que, a pequeña escala, permitan determinar el asentamiento óptimo de las turbinas.
  - g.- Determinar la aplicabilidad de los sistemas actuales al caso específico Canario (función de la naturaleza de los vientos, de la condición insular de las redes eléctricas, de las peculiaridades del bombeo desde pozos, de las necesidades de aplicarlos a la potabilización de aguas, etc.), valo-

rando sus rendimientos, costos, suministros, mantenimientos, etc. En particular, desarrollar los estudios técnicos pertinentes que permitan conocer el comportamiento de las variadas máquinas eólicas (según tipos y gamas de potencias), acopladas a los diferentes sistemas de desalación (compresión de vapor, evaporación osmosis inversa, electrodiálisis, etc.), de forma que se puedan definir las «plantas óptimas» para cada uso y gama de producción.

- h.- Desarrollar pequeñas máquinas para bombeo, desalación y energía eléctrica, que permita una cierta autonomía tecnológica, y que sirvan como primer paso para futuros proyectos de I+D de mayor alcance.

Esto se ve favorecido por tratarse de una tecnología relativamente simple, no explorada en los países que más han desarrollado la E.E., y por tener la región técnicos y talleres capaces de llevar a cabo tales trabajos.

- La prioridad de unos objetivos sobre otros deberá establecerse en su momento, en base a los recursos humanos, económicos, etc., que existiera. Sin embargo, es evidente que varios de ellos podrían acometerse simultáneamente.

## **ACCIONES PARA LA CONSECUION DE LOS OBJETIVOS PROPUESTOS**

- En primer lugar, crear un ente, a nivel Regional, con representación de cada Isla, que encauce y aglutine los recursos y esfuerzos que hoy se están llevando a cabo en forma aislada.
- En segundo lugar, concretar los objetivos expuestos en

«líneas de acción», asignando responsables de los mismos, así como los recursos económicos precisos.

Tales trabajos concretos serán desarrollados prioritariamente en la Región, utilizando sus recursos Corporativos, Universitarios y Empresariales.

- Confeccionar una legislación adecuada que apoye la investigación, desarrollo y uso de esta energía en el Archipiélago Canario, en sus diferentes usos y niveles.

**JORNADAS DE  
POLITICA ENERGETICA**

**POTENCIAL ENERGETICO  
DE LA BIOMASA EN LA  
REGION CANARIA**

**FRANCISCO JARABO FRIEDRICH  
JOSE FERNANDEZ GONZALEZ**

Las Palmas de Gran Canaria  
16 y 17 de Marzo de 1.984

## INTRODUCCION

De alguna forma toda la energía de que el hombre ha dispuesto en el pasado y dispondrá en el futuro tiene un origen común: la energía solar. La utilización racional de esta gran fuente de energía puede decirse que comenzó hace unos 10.000 años, cuando el hombre dejó de ser cazador-recolector para transformarse en agricultor. Desde entonces y hasta finales del siglo pasado, fue la Agricultura la actividad que cubrió la mayor parte de las necesidades energéticas de la Humanidad: no sólo las alimenticias, sino también las caloríficas y mecánicas.

Así pues, las especies vegetales representan el modelo básico de la utilización de la energía solar, fuente de vida a través de un proceso, la fotosíntesis, en el cual las plantas verdes son capaces de captar la energía de las radiaciones luminosas y almacenarla en forma de energía química.

El agotamiento progresivo de las reservas de combustibles fósiles, así como el alza continuada de sus precios, ha hecho replantearse seriamente a la humanidad el problema energético y buscar soluciones a la crisis producida por estas causas. Por este motivo, en la actualidad existe una tendencia general para tratar de utilizar las fuentes alternativas de energía y dentro de éstas las denominadas «renovables», que en teoría constituyen reservas inagotables, aunque la intensidad que puede suministrar sea limitada.

Hasta ahora, la mayoría de los sistemas desarrollados por el hombre con el fin de captar la energía solar, si bien han representado un notable esfuerzo investigador, adolecen de unas perspectivas económicas rentables para aprovechar la energía solar en forma masiva. Precisamente por esto se está intentando volver al modelo básico ya citado de captación y acumulación de energía solar, seleccionado por la Naturaleza a lo largo de un proceso de evolución de más de 3.000 millones de años, manteniendo la vida en la Tierra hasta nuestros días: la fijación de la energía solar por las plantas verdes.

Esta forma de energía es la única fuente renovable que se almacena automáticamente, lo que la distingue de la energía solar directa, la eólica u otras que han de concentrarse y almacenarse artificialmente, a menudo con dificultad. Así pues, la materia orgánica constituye energía solar almacenada. La llamaremos «energía de la biomasa» y es precisamente la que se libera cuando se quema madera y la que proporciona alimento a los animales y al hombre.

## **LA BIOMASA Y SUS FORMAS**

Como consecuencia de la actividad fotosintética de los vegetales, se forma una masa viviente que hemos denominado «biomasa». Sin embargo, ésta es transformada posteriormente en los distintos niveles de seres vivos que conocemos. Por tanto, se puede hablar de «biomasa vegetal» cuando ésta se produce directamente como consecuencia de la fotosíntesis, mientras que aquella biomasa que producen los seres que no son capaces de elaborar los productos químicos sólo con la ayuda de la energía solar, es decir, que utilizan en su alimentación la biomasa vegetal, la podríamos denominar «biomasa animal».

Así pues, en un sentido amplio del término, se puede definir como «biomasa» al conjunto de materiales orgánicos generados a partir de la fotosíntesis o bien evolucionados a partir de la biomasa vegetal.

nados en la cadena biológica.

Pero aún se puede ir más lejos. El hombre y los animales utilizan sólo una parte de la biomasa a su disposición, constituyendo el resto un residuo en gran medida no utilizado. Así, tanto los residuos de producción como los residuos de consumo o transformación de los animales y el hombre, son fundamentalmente orgánicos, lo que permite definir el término «biomasa residual» como la originada de alguna manera por la actividad humana.

Finalmente, a nadie se le oculta que lo que hoy se conoce como combustibles fósiles, carbón, gas natural y petróleo, no es otra cosa que biomasa («biomasa fósil»), que se produjo en determinados períodos geológicos o bien por condiciones físico-químicas o por la conjunción de ambos tipos de acciones, generaron aquéllos. Evidentemente, aquí no estudiaremos la biomasa fósil por tratarse de una fuente de energía no renovable (Figura 1).

## **LA TRANSFORMACION DE LA BIOMASA EN ENERGIA UTIL**

La obtención de energía a partir de la biomasa puede conseguirse indirectamente mediante su transformación en productos industriales que sustituyan a derivados de energía fósil, de elevado coste, o directamente, utilizándola como combustible. En este último caso, que es el que nos ocupa, se presentan dos soluciones posibles (Figura 2):

1. Utilizar como fuente de biomasa los residuos agrarios, industriales y urbanos. Ello ofrece unas perspectivas universales e inmediatas de aprovechamiento, ya que la biomasa residual se produce en todo momento y, normalmente, constituye un problema su eliminación por exigencias sanitarias, de conservación de medio ambiente y de ocupación innecesaria de espacio.

2. Utilizar como fuente de biomasa los denominados «cultivos energéticos», es decir, cultivos o plantaciones destinados exclusivamente a producir energía en la forma más adecuada a la especie vegetal en explotación. Comparados con los residuos, estos cultivos tienen la ventaja de una mayor producción por unidad de superficie y, por tanto, se facilita la recolección. En contrapartida, precisan la ayuda de factores de producción (abonos, agua, etc.) y monopolizan los terrenos. Por ello, esta solución sólo podrá alcanzar un nivel significativo a medio plazo, pero no deja de ser un importantísimo aspecto de utilización de la biomasa con fines energéticos.

Una vez considerada la fuente de biomasa, se puede pensar en utilizarla para obtener energía útil. Sin embargo, existe una gran diversificación en cuanto a la naturaleza de la biomasa, que comprende desde las dispersiones o lodos hasta los productos sólidos, en todo caso, de bajo potencial energético. Las directrices básicas del tratamiento de esta biomasa tendrán, pues, por objeto, obtener productos estables de mayor potencial energético y de fácil almacenamiento, manejo y transporte.

Así, los métodos o procesos de tratamiento de la biomasa para su transformación en energía pueden clasificarse globalmente en tres grandes grupos (Figura 3):

1. Procesos termoquímicos o de vía seca.
2. Procesos bioquímicos o de vía húmeda.
3. Procesos de extracción con disolventes.

En principio, y prescindiendo de consideraciones técnico-económicas, estos tipos de procesos son aplicables a cualquier biomasa, pero es la naturaleza de ésta y su composición intrínseca la que condiciona su modo de tratamiento y los productos a obtener.

Así pues, sentadas estas bases, hay que establecer una premisa muy importante: Aunque la biomasa puede contri-

buir al abastecimiento de energía, se trata sólo de un complemento parcial en un esquema energético global, y sería un error pensar que sólo la biomasa fuera capaz de asegurar la autonomía energética. Por lo tanto, conviene ser relativamente prudente en relación con la utilización energética de la biomasa, ya que la explotación de esta fuente de energía está unida a varios imperativos, entre los que destacan las condiciones económicas y de medio ambiente.

En consecuencia, es preciso tener un pleno conocimiento de las posibilidades y de los límites de la biomasa como fuente de energía. Con este fin es indispensable perfeccionar las tecnologías que permitan su uso para desarrollarlas en corto tiempo si es posible, o a más largo plazo, si así fuese aconsejable.

## **LOS RESIDUOS**

Es de sobra conocido el hecho de que se producen diariamente ingentes cantidades de desperdicios, tanto en las ciudades como en las zonas rurales. Teniendo en cuenta que la mayor parte de estos residuos son de carácter orgánico, es decir, constituyen la denominada «biomasa residual», se puede llegar a comprender el hecho de que las grandes cantidades de residuos que no se aprovechan y contaminan el ambiente, puedan constituir un enorme potencial para la producción de energía.

Este potencial puede visualizarse con un pequeño ejemplo. En líneas generales, si se considera de forma conjunta toda la actividad humana, se puede estimar aproximadamente que se producen unas 2 toneladas de residuos de todo tipo por habitante y año, con un poder energético de unos 9.000 kW.h/año, equivalente a unos 800 litros de gasolina. Por otro lado, y con respecto a las basuras urbanas, es de destacar que cerca de la mitad de su peso está constituido por materia orgánica, y su producción

media por habitante y año oscila entre los 600 y los 800 kg, con un valor energético de unos 2.500 kW.h/año. Obsérvese que una familia media gasta al año sólo en electricidad unos 3.000 kW.h.

El tratamiento de los residuos, en general, es una actividad costosa y tanto las instituciones públicas como las empresas privadas no han llevado a cabo esta labor con eficacia, bien por falta de una legislación adecuada o por carencia de medios económicos. Todo ello está contribuyendo, evidentemente, al deterioro del medio ambiente en grandes zonas de muchos países.

Por otro lado, el tratamiento de residuos por procedimientos convencionales (incineración) requiere normalmente elevados consumos de energía y esta característica agrava las circunstancias, teniendo en cuenta la incidencia de las crisis energética y económica sobre la estructura social actual.

A pesar de todo ello, un estudio detenido del posible aprovechamiento de los residuos con fines energéticos en los lugares en que se producen arroja bastantes ventajas, algunas de las cuales se enumeran a continuación:

- Los residuos forman parte de un tipo de biomasa que ya existe (no hay que producirla) y cuya eliminación es un problema grave y de solución costosa.
- En muchos casos, la biomasa residual está concentrada en lugares determinados (basureros) por lo que, si se utiliza cerca del sitio de acumulación genera unos costes de transporte muy reducidos.
- La utilización de los residuos para producir energía presenta, como sistema de eliminación, unas ventajas de carácter ambiental, como son una considerable reducción de su volumen, eliminación de plagas, incendios forestales y olores, mejora del paisaje y reducción de la contaminación del aire, agua y suelo.
- Algunos métodos de aprovechamiento de la biomasa

residual presentan la ventaja adicional de producir sustancias ricas en nutrientes y, por tanto, susceptibles de ser utilizables como fertilizantes para fines agrícolas, lo que supone un ahorro de consumo de energía, materias primas y divisas.

Todo esto hace que el tratamiento de la biomasa residual no sólo sea necesario, sino que podría convertirse en una actividad de un gran interés económico y, fundamentalmente, social debido a los beneficios que generaría su aprovechamiento.

En general, se pueden definir los residuos como «aquellos materiales generados en las actividades de producción, transformación y consumo que no han alcanzado en el contexto en que son generados, ningún valor económico».

Se siguen varios criterios para clasificar los distintos tipos de residuos, entre los que cabe destacar la naturaleza de su origen (agrarios, industriales, urbanos) o los tipos de materiales que los constituyen (orgánicos, plásticos, metálicos, etc.). Sin embargo, y teniendo en cuenta que nuestro interés aquí se centra en los residuos orgánicos, por ser biomasa, se pueden considerar tres grandes sectores de actividades que los producen, tal como muestra la Figura 4.

## **LOS RESIDUOS AGRARIOS**

Se puede denominar residuo agrícola a la «planta o a la porción de ella cultivada que es preciso separar para obtener el fruto o para facilitar el cultivo propio o posterior».

Existe una gran cantidad de residuos agrícolas con potencial interés industrial y energético, que localmente pueden tener alguna utilidad, pero cuya eliminación constituye un problema en las labores de explotación. Estos residuos se producen principalmente en los siguientes

cultivos:

- Cereales-grano, originando pajas.
- Frutales y viñedo, cuya poda anual es una fuente considerable de material combustible.
- Algunos cultivos industriales, que producen como residuo los tallos.

En la Tabla 1 se muestran unos datos estimativos acerca de la producción de residuos en Canarias por los cultivos citados, según datos de 1980.

En Canarias se producen anualmente unos 1,6 millones de toneladas de residuos agrícolas. Teniendo en cuenta que los residuos mencionados en la Tabla 1 son de bajo contenido en humedad, es lógico pensar que se puedan transformar en energía útil por métodos termoquímicos (del tipo de la combustión). En estas condiciones (Tabla 2) se obtendría que el potencial teórico de los residuos agrícolas canarios equivaldría a 108.300 tep anuales.

Evidentemente, no todo este potencial sería aprovechable, pero a este respecto entraremos en detalle más adelante.

Los residuos forestales están constituídos por ramas, cortezas, hojas, tocones y raíces y se dividirán en dos grandes grupos, para facilitar su estudio:

- Residuos de corta y elaboración de estacones de madera, así como hojas caducas (pinocha).
- Residuos de tratamientos selvícolas.

La Tabla 3 muestra los valores aproximados de los residuos forestales producidos actualmente en Canarias con datos del Primer Inventario Forestal de España 1975. Como se puede observar, los residuos forestales generados anualmente suponen aproximadamente 56.000 toneladas. Si se le asigna a esta biomasa (con un contenido en humedad muy bajo) un poder energético de 4.000 kcal/kg se obtendría un potencial energético de 22.400 tep/año

(Tabla 4).

No obstante, hay que decir finalmente que, si se limpiasen los bosques españoles con una frecuencia de 10 años, que es la periodicidad correcta para dicha actividad, según los expertos, la cantidad de residuos citada podría aumentarse en 2,72 veces, lo que implicaría un potencial energético de los residuos forestales de unas 61.000 tep anuales en Canarias.

Tradicionalmente, los residuos ganaderos constituían la única fuente de abono de los suelos agrícolas. Con la aparición de los fertilizantes, lamentablemente los estiércoles dejan de utilizarse en gran número de explotaciones, pues empieza a haber una separación entre agricultura y ganadería.

Aquí es donde puede contemplarse la inclusión de la tecnología energética, que podría atender a las necesidades locales de energía de la granja o explotación ganadera.

Al tratarse de residuos de alto contenido en humedad, no es conveniente para su tratamiento utilizar procesos termoquímicos, por su bajísimo rendimiento en este caso. Sin embargo, la tecnología de la digestión anaerobia, proceso de tipo bioquímico, presenta grandes ventajas para su aplicación a este tipo de biomasa.

Sin embargo, la obtención de energía (en forma de gas combustible) por este método no supone la eliminación de estos residuos y privación de emplearlos en el medio agrícola, sino que, por el contrario, el residuo ganadero, una vez digerido, se encuentra enriquecido en elementos fertilizantes.

Así pues, la posibilidad energética de estos residuos hace necesario conocer su cantidad. Las cifras que se ofrecen en la Tabla 5 se basan en las publicadas en el Anuario de Estadística Agraria 1975.



Evidentemente, las cifras que se obtienen a partir de la cabaña ganadera no representan el máximo posible de recolectar, con lo que es necesario hacer las siguientes consideraciones:

- No se contabiliza el estiércol producido por el ganado ovino ni caprino, porque la mayoría está en régimen de pastoreo.
- Se contabilizan, por diversos motivos, sólo el 50% de los residuos de bovino, el 75% de los de porcino y el 40% de los de equino.
- Dado el régimen de estabulación cerrada de conejos y aves, se estima que se podría recoger un 90% de sus residuos para fines energéticos.

Como se puede observar en la Tabla 5 la estimación de residuos ganaderos recolectables asciende anualmente a 189.000 toneladas. Aunque el cálculo de la cantidad de gas (biogás) obtenible por digestión anaerobia en estos residuos depende de innumerables factores, se harán las suposiciones mencionadas en la Tabla 6.

Con estas bases se puede estimar que los residuos ganaderos producirían anualmente unos 9,5 millones de m<sup>3</sup> de biogás, lo que representaría un potencial energético de 5.670 tep/año, sin pérdida de la capacidad fertilizante para el terreno de los residuos del ganado, puesto que los lodos resultantes del proceso de formación del biogás mantienen, si no mejoradas, todas las ventajas de dichos residuos como abono.

## **LOS RESIDUOS INDUSTRIALES**

Es muy amplio el número de sectores industriales que generan residuos orgánicos; sin embargo, en muchos de estos sectores, la producción real de residuos es muy escasa, ya que, por lo general, dichos productos se utilizan como subproductos o aporte energético y, cuando no

tienen utilidad y se generan en pequeñas industrias, se incorporan frecuentemente a los residuos sólidos urbanos.

Por estos motivos sólo se consideran de interés como fuente energética los residuos de sectores industriales que, en principio, pueden generar mayor cantidad de residuos de naturaleza orgánica, o en los que su eliminación supone un coste adicional para la empresa, o que su valor sea escaso y se encuentren distribuidos en todo el territorio regional.

Las industrias que cumplen aproximadamente estas condiciones, son las siguientes:

- Conservas vegetales.
- Extracción de vinos.
- Frutos secos.

La Tabla 7 muestra la producción de estos residuos para cada sector en Canarias.

Aunque la evaluación del potencial energético de estos residuos es compleja por las diversas circunstancias ya citadas, aquí intentaremos hacer una estimación en base a las premisas establecidas en la Tabla 8.

De esta manera se puede calcular el potencial energético anual aproximado que ofrecen los residuos industriales orgánicos reseñados, que resulta ser de 5.152 tep.

## **LOS RESIDUOS URBANOS**

Los núcleos de población producen diariamente grandes cantidades de residuos, que se pueden considerar incluidos dentro de dos grandes grupos: los residuos sólidos urbanos y las aguas residuales. El tratamiento y eliminación de los mismos cada día constituye un problema más agobiante, por lo que hace tiempo que se han comenzado a

estudiar diversas soluciones, un grupo de las cuales lo constituyen los métodos de tratamiento para la obtención de energía y subproductos reciclables.

Se llaman «residuos sólidos urbanos» a aquellos materiales resultantes de un proceso de fabricación, transformación, utilización, consumo o limpieza, cuando su poseedor o productor lo destina al abandono. La producción de estos residuos es muy heterogénea y varía dependiendo del área geográfica, la estación del año, el día de la semana, el nivel adquisitivo, etc.

La composición de las basuras es muy variable, pero en España se pueden dar como valores aproximados los siguientes:

-	Materia orgánica .....	60%
-	Papel .....	19%
-	Metales .....	4%
-	Vidrio .....	5%
-	Otros .....	12%

El primer problema que originan los residuos sólidos cuya gestión no es correcta, es la de los posibles riesgos contra la salud. Otro punto importante es el deterioro del suelo y muy especialmente el de la potencial contaminación de las aguas subterráneas y, en muchos casos, incluso de las superficiales.

El tratamiento de basuras implica tres fases: recogida y transporte, aprovechamiento y eliminación. Una vez que se ha efectuado la recogida y se ha transportado a los lugares adecuados, fase más costosa de la gestión de los residuos urbanos, es necesario dar un destino final a las basuras. En el caso actual de crisis energética, la tecnología aporta en este aspecto multitud de soluciones, entre las que son de destacar su tratamiento por métodos termoquímicos para producir calor o combustibles diversos.

Por otro lado, se llaman «aguas residuales» a los

líquidos procedentes de la actividad humana que llevan en su composición gran parte de agua y que, generalmente, son vertidos a los ríos o al mar. Su composición es tanto orgánica (materiales biodegradables) como inorgánica (sales, arenas, detergentes, etc.), por lo que contiene una apreciable cantidad de biomasa residual. Aunque los procesos actuales de depuración de estas aguas consiguen su propósito de obtener de nuevo agua limpia, generan como subproducto unos lodos de difícil eliminación.

Esto ha hecho que se estén estudiando distintos métodos que permitan la fermentación de estos lodos de alto contenido orgánico, para obtener gases combustibles y otros tipos de lodos, que ya serían aprovechables como fertilizantes. El método más adecuado para este fin parece ser la digestión anaerobia, que permitiría producir biogas, utilizable como factor de ahorro energético.

La evaluación de los residuos sólidos urbanos en Canarias se ha obtenido en base a la composición y producción media de los mismos en España y considerando sólo los núcleos de población superiores a 10.000 habitantes.

La Tabla 9 muestra estos valores para el Archipiélago Canario. Aun cuando los residuos orgánicos urbanos sólo supongan 164.500 Tm/año, la alta fiabilidad de este dato y su concentración, hace que estos residuos ocupen un primer lugar a la hora de plantear la posible instalación de una planta de aprovechamiento energético.

De esta forma, y realizando las consideraciones indicadas en la Tabla 10, la energía que se podría obtener de esta fuente en Canarias es de 24.675 tep/año.

Por lo que respecta a los residuos líquidos urbanos, sólo se ha tenido en cuenta la planta depuradora de Santa Cruz de Tenerife, al ser la única que funciona en la actualidad en Canarias con posibilidad de tratar los lodos residuales por digestión anaerobia. Los datos correspondientes se ofre-

cen en la Tabla 11, mostrándose en la Tabla 12 las bases de cálculo aplicadas a la obtención de energía de esta fuente, que ascendería a 2.850 tep/año.

## **PRODUCCION TOTAL DE BIOMASA RESIDUAL**

Resumiendo los datos citados anteriormente, se tienen las producciones de residuos orgánicos (biomasa residual) indicadas en la Tabla 13.

Las cifras indicadas deben considerarse como aproximadas, teniendo en cuenta una serie de factores que tienen lugar en la realidad, y que a continuación se especifican:

- Grado real de aprovechamiento actual de los residuos agrícolas y forestales.
- Influencia del transporte y dispersión de los residuos agrarios.
- Influencia de los costes de recogida y transporte en el producto final.

Para evaluar el posible potencial energético real de estos residuos se han establecido dos hipótesis: en la primera (más favorable), la producción recogida representa una media de un 30% respecto a la producción total: en la segunda (menos favorable), la producción recogible representa una media de un 12%.

En la hipótesis más favorable, se podría generar el potencial energético equivalente a unas 57.900 tep/año, lo que representa un 35% de la producción energética total estimada (166.100 tep/año) y un ahorro del 2,3% en el consumo de energía en Canarias (2,52 millones de tep/año). Esta hipótesis ha sido considerada viable en EE.UU., sin embargo, parece excesiva para España a corto o medio plazo, si se tiene en cuenta que habría que mejorar diversos aspectos técnicos aún no bien resueltos como recogida, transporte, procesado, etc.

La hipótesis menos favorable supone una recogida mucho menor (12% de la cantidad disponible) y, por tanto, más fiable, habida cuenta de los impedimentos citados, y significaría un potencial energético equivalente a 22.000 tep/año (13% de la producción energética de la biomasa y 0,9% de ahorro de combustible en Canarias).

## LOS CULTIVOS ENERGETICOS

Hasta el momento presente, la finalidad principal perseguida por el agricultor con el cultivo de la tierra, ha estado encaminada a la obtención de productos alimentarios o de utilización industrial. Como consecuencia de la crisis energética originada por los sucesivos embargos petrolíferos en la pasada década, se ha empezado a considerar seriamente la posibilidad de establecer cultivos con la finalidad de producir biomasa transformable en combustible, dando así origen a una nueva faceta de la Agricultura, denominada «Agroenergética».

Las principales diferencias entre los cultivos agroalimentarios y los agroenergéticos se podrían resumir en los siguientes puntos:

- En los cultivos agroalimentarios, el objetivo final es la obtención de alimentos de buena calidad, mientras que en los agroenergéticos se trata de obtener la mayor cantidad posible de biomasa transformable en energía.
- Las especies que se cultivan con fines energéticos serán, en general, distintas a las que se cultivan con fines alimenticios, pudiéndose dar casos de cultivos poliespecíficos en una misma superficie de cultivo.
- En los cultivos agroalimentarios se suele utilizar solamente una parte de la biomasa producida, mientras que en los agroenergéticos interesa toda la biomasa producida que sea económicamente recolectable.
- Los cultivos energéticos pueden cosecharse en tierras consideradas marginales para los cultivos agrícolas

tradicionales, por ser más amplio el espectro de las plantas susceptibles de ser cultivadas por adaptación a las condiciones de cada zona.

- En las explotaciones agroenergéticas no se produce pérdida de elementos minerales por la recogida de la cosecha ya que, en teoría, éstos pueden ser recuperados casi íntegramente en los procesos de transformación de la biomasa en combustibles, al quedar como residuos del proceso.

Los cultivos susceptibles de ser utilizados como productores de energía deben estar seleccionados de acuerdo con la premisa general de obtener la máxima cantidad posible de energía neta, compatible con las condiciones edafoclimáticas de cada zona.

La Figura 5 muestra una relación de cultivos susceptibles de ser aprovechados con fines energéticos; no se pueden citar todos y cada uno de ellos, ni detallar sus características principales, ya que su variedad es muy grande y excedería del ámbito de este estudio.

Para producir biomasa mediante cultivos energéticos la primera premisa es la de disponer de suficiente superficie de terreno marginal para dedicarla a este menester. Según se aprecia en la Tabla 14, el total de superficie que se podría dedicar en Canarias para usos energéticos sería algo superior a las 275.000 ha. no cultivadas. También se podría utilizar los terrenos de barbecho, que suponen más de 80.000 ha. En total habría alrededor de 360.000 ha. de posible utilización para cultivos energéticos.

Asumiendo las condiciones indicadas en la Tabla 15, se obtendrían unos 1,8 millones de tep/año, lo que supondría el 70% de la demanda energética total canaria.

A este respecto, una hipótesis razonable sería suponer que hubiera una política adecuada para favorecer los cultivos energéticos, con lo que se podría cultivar el 10% de las tierras potencialmente aprovechables para el cultivo de

la biomasa. En estas condiciones, y considerando una producción neta media de unas 5 tep/año, en el caso de comenzar un programa en 1990, se podría llegar al año 2000 con una producción de unas 150.000 tep/año (el 6% del consumo energético canario actual) de origen agrícola solamente, sin contabilizar, por supuesto, la energía generada por la explotación de la biomasa residual.

## CONCLUSIONES

A lo largo del presente trabajo se ha realizado un estudio de prospección referente a las posibilidades que puede tener la biomasa como fuente de energía en las Islas Canarias, tanto en su aspecto residual como en el de los denominados «cultivos energéticos».

Los datos de que se ha dispuesto y las hipótesis realizadas permiten prever que, en un futuro próximo, se podrían utilizar los distintos tipos de residuos generados en el Archipiélago como fuente de energía, lo que además redundaría en la calidad del medio ambiente. Bajo la hipótesis menos favorable, la cantidad de energía obtenida sería de 22.000 tep/año, lo que representaría un 0,9% del consumo canario actual.

A más largo plazo podría comenzar a ser de gran interés la implantación de cultivos energéticos, que podrían proporcionar, bajo una hipótesis plausible, unas 150.000 tep/año, o bien un 6% de ahorro de energía.

Aunque los datos expuestos no son muy llamativos tanto en valores absolutos como relativos, hay que destacar que, según diversos estudios realizados hasta el momento en relación al aprovechamiento de la energía solar directa, las cifras obtenidas en este campo son aún más reducidas (instalación de 110.000 paneles solares en los próximos 5 años con un ahorro de 4.500 tep/año), más tratándose de una tecnología que ha experimentado un gran impulso en

los últimos tiempos.

También sería necesario actualizar los datos estadísticos utilizados en el presente estudio, además de proceder a una evaluación detallada no sólo de la cantidad de residuos de todo tipo que se producen (sin que sean utilizados como subproductos no energéticos), sino de su composición media y su poder energético en cada caso.

A este respecto hay que decir, finalmente, que un apoyo oficial a la energía de la biomasa (y a todas las fuentes renovables de energía), unido a la creciente presión social en el ámbito del tratamiento de los residuos (que ya se está produciendo), harán que, probablemente, la biomasa sea en un futuro no muy lejano, un factor de ahorro energético lo suficientemente importante en la región canaria como para que se deban comenzar sin dilación los estudios referentes al aprovechamiento de esta fuente de energía renovable, tanto en su aspecto residual como en su vertiente agroenergética.

## BIBLIOGRAFIA

Caja Insular de Ahorros: «Economía Canaria. Estadísticas», Cuadernos Canarios de Ciencias Sociales, nº 8 (1981).

Jarabo, F., Fernández, J.: «Energías alternativas renovables. ¿Un futuro para Canarias?». Secretariado de Publicaciones, Universidad de La Laguna, La Laguna (Tenerife) 371 pp. (1983).

Bao, M. Fernández, J., Jarabo, F. y Díaz, F.: «Las plantas como solución energética», Energía, 8(4), 105-110 (1982).

Jarabo, F., Fernández, J., Díaz, M.: «La biomasa: Una fuente alternativa de energía», Química e Industria, 28(6), 446-50 (1982).

Jarabo, F., Fernández, J., Elortegui, N.; «Biomasa: Antigua y nueva energía», *Era Solar*, 1, 29–38 (1983).

Jarabo, F., Fernández, J.; «Energía de la biomasa», *Técnica Industrial*, 171, 47–57 (1983).

Jarabo, F., Trujillo, D.; «Cultivos energéticos», *Revista de la Cámara Agraria Provincial, Santa Cruz de Tenerife*, Mayo, 6–7 (1983).

Jarabo F., Trujillo, D.; «Los residuos agrícolas, posible fuente de energía», *Revista de la Cámara Agraria Provincial, Santa Cruz de Tenerife*, Julio–Agosto, 6–7 (1983).

Junta de Canarias; «La Energía en Canarias. Situación actual y alternativas», *Cuadernos de Economía Canaria*, nº 4, *Consejería de Industria y Energía, Santa Cruz de Tenerife* (1982).

M.O.P.U.; «Energías renovables y medio ambiente», *Serie Monografías*, nº. 16, *C.E.O.T.M.A., Madrid*, 23–93 (1982).

**APENDICE**  
**FIGURAS Y TABLAS**



FIGURA 2

FUENTES  
DE  
BIOMASA



RESIDUOS

CULTIVOS ENERGETICOS

FIGURA 3  
\*\*\*\*\*

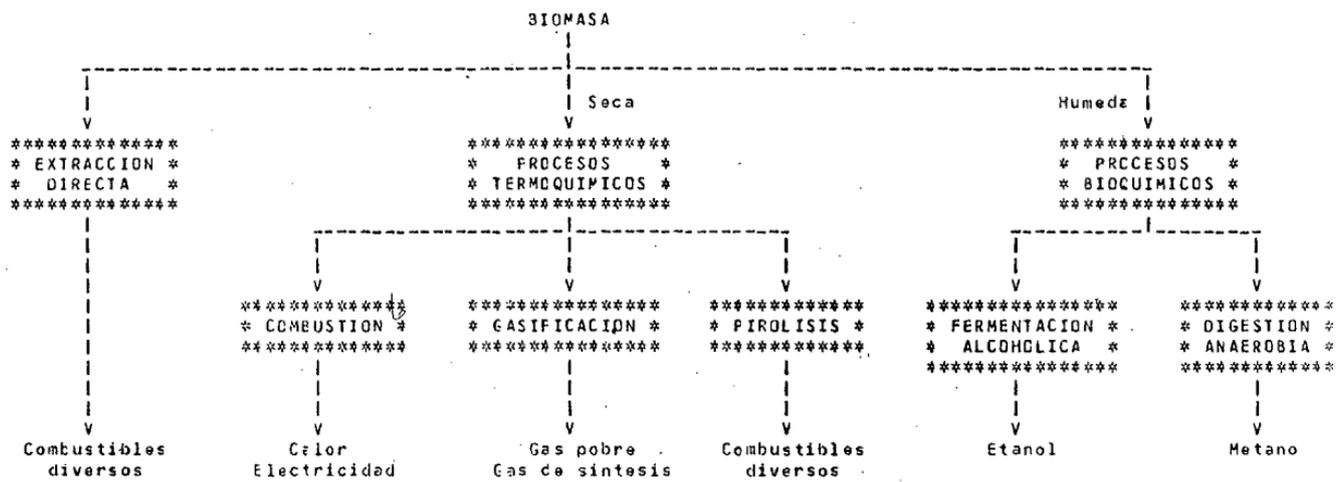


FIGURA 4

\*\*\*\*\*

SECTOR	ACTIVIDAD	RESIDUOS
Primario	Agraria	Agrícolas Forestales Ganaderos
Secundario	Transformación	Industriales (ind. agrarias)
Consumo	Urbano	Residuos sólidos urbanos (fracción orgánica) Aguas residuales (lodos de depuradora)

FIGURA 5  
\*\*\*\*\*

CULTIVOS  
ENERGETICOS

Tradicicionales

No

Convencionales

Plantas

Acuáticas

/  
| Caña de azúcar  
| Remolacha  
| Papas, batatas y boniatos  
< Maiz forrajero y dulce  
| Sorgo dulce  
| Patata  
| Nabo forrajero  
| Mendioca  
\  
/

/  
| Cardos  
| Agaves  
| Chumberas  
| Palmeras  
< Tártago  
| Jcjobe  
| Membrillo negro  
| Copaiba  
| Euforbias  
\  
/

/  
| Jacinto de agua  
< Alga elástica  
| Algas marinas  
| Algas unicelulares  
\  
/

TABLA 1

\*\*\*\*\*

Residuos agrícolas

Cultivo	Superficie (1000 ha)		Producción (1000 Tm/año)		Coef. generación (Tres./Tprod.)	Residuos (1000 Tm/año)	
	LP	TF	LP	TF		LP	TF
Cereales	1,32	5,35	0,95	5,30	1,40	1,33	7,42
Forrajeras	2,11	2,15	25,99	25,12	1,40	36,39	35,17
Cult. industriales (tabaco y otros)	0,30	0,11	1,18	3,39	1,85	2,18	6,27
Frutales (cítricos, vid, no cítricos)	3,50	9,81	9,06	21,73	0,75	6,80	15,98
Tuberculosas (papas, batatas, boniatos)	4,21	12,60	56,79	110,24	1,60	90,86	176,38
Hortalizas	8,33	3,99	264,79	89,50	1,50	397,19	134,25
Plátanos	3,59	9,83	110,58	290,64	1,85	204,57	537,68
TOTAL	23,36	67,20	536,54	1082,46		739,32	913,15

TABLA 2

\*\*\*\*\*

Cálculo del potencial energético de  
residuos agrícolas

A) Cereales, forrajeras, cultivos industriales, frutales:

Metodos termquímicos

Producción .....	111.540 Tm/año
Poder calorífico .....	3.500 kcal/kg
Energía .....	39.000 tep/año

B) Tuberculosas, hortalizas y plántaras:

Metodos bioquímicos

Producción .....	1.540.930 Tm/año
Contenido en sólidos volátiles .....	15%
Poder calorífico .....	3.000 kcal/kg SV
Energía .....	69.300 tep/año

Energía total residuos agrícolas .....	108.300 tep/año
---	-----------------

TABLA 3

\*\*\*\*\*

Residuos forestales

	Las Palmas	S/C de Tenerife
*****		
Superficie arbolada (ha)	13.568	83.185
Residuos de corte y elaboración de la madera (1000 Tm/año):		
- Residuos de ramas	-	1,1
- Corteza, serrín y virutas de ramas	-	0,2
- Corteza, serrín y virutas de madera	0,4	2,6
- Hojas, toccones, raices	0,3	2,1
TOTAL	0,7	6,0
Residuos de tratamientos selvícolas (1000 Tm/año):		
- Residuos de macera de sierra	0,5	6,3
- Residuos de macera de industria	0,9	12,7
- Leña para estillas	1,5	27,2
TOTAL	3,0	46,3
TOTAL RESIDUOS FORESTALES (1000 Tm/año)	3,7	52,3

TABLA 4  
\*\*\*\*\*

Cálculo del potencial energético de  
residuos forestales

Métodos termocquímicos

Producción .....	56.000 Tm/año
Poder calorífico .....	4.000 kcal/kg
Energía total .....	22.400 tep/año

TABLA 5  
\*\*\*\*\*

Residuos ganaderos

Tipo de ganado	Residuo total (1000 Tm/año)		Residuo recolectable (1000 Tm/año)	
	Las Palmas S/C de Tenerife		Las Palmas S/C de Tenerife	
Bovino	98	79	49	40
Ovino	7	2	--	--
Caprino	40	22	--	--
Porcino	25	25	22	19
Ecuino	16	27	6	11
Aves	25	16	23	14
Conejcs	2	3	2	3
TOTAL	217	174	102	97

TABLA 5  
 \*\*\*\*\*

Cálculo del potencial energético de  
 residuos ganaderos

Métodos bioquímicos

Producción .....	189.000 Tm/año
Contenido en sólidos volátiles .....	10%
Producción de biogás .....	500 m <sup>3</sup> /Tm SV
Poder calorífico del biogás .....	6.000 kcal/m <sup>3</sup>
Energía total .....	5.670 tep/año

TABLA 7  
 \*\*\*\*\*

Residuos industriales

Industria	Residuos (1000 Tm/año)	
	Las Palmas	S/C de Tenerife
Conservas vegetales	28,1	3,8
Extracción de vinos	--	2,8
Frutos secos	7,7	-
TOTAL	35,8	6,6

TABLA 8  
 \*\*\*\*\*

Cálculo del potencial energético de  
 residuos industriales

A) Frutos secos:

Métodos termocquímicos

Producción .....	7.700 Tm/año
Poder calorífico .....	4.000 kcal/kg
Energía .....	3.080 tep/año

B) Conservas vegetales y extracción de vinos:

Métodos bioquímicos

Producción .....	34.700 Tm/año
Contenido en sólidos volátiles .....	20%
Poder calorífico .....	3.000 kcal/kg SV
Energía .....	2.082 tep/año

Energía total residuos industriales .....	5.162 tep/año
--	---------------

TABELA 9

\*\*\*\*\*

Residuos sólidos urbanos

\*\*\*\*\*

Las Palmas S/C de Tenerife

\*\*\*\*\*

Núcleos de 10.000-20.000 hab.:		
Número de núcleos	6	9
Número de habitantes	81.136	123.776
Residuos orgánicos (Tm/día)	31,2	47,6
Núcleos de 20.000-100.000 hab.:		
Número de núcleos	5	3
Número de habitantes	177.205	109.236
Residuos orgánicos (Tm/día)	80,6	49,7
Núcleos de 100.000-1000.000 hab.:		
Número de núcleos	1	2
Número de habitantes	348.776	295.298
Residuos orgánicos (Tm/día)	130,8	110,7
Residuo orgánico total (Tm/día)	242,6	208,0
PRODUCCION ANUAL (1000 Tm/año)	88,6	75,9

TABLA 10  
\*\*\*\*\*

Cálculo del potencial energético de  
residuos sólidos urbanos

Métodos termocquímicos

Producción .....	164.500 Tm/año
Poder calorífico .....	1.500 kcal/kg
Energía total .....	24.675 tep/año

TABLA 11  
\*\*\*\*\*

Residuos urbanos líquidos

\*\*\*\*\*  
Las Palmas S/C de Tenerife  
\*\*\*\*\*

Plantas depuradoras en operación		
Número de habitantes	-	200.000
Volumen de lodos (Tm/año)		190.000

TABLA 12  
\*\*\*\*\*

Cálculo del potencial energético de  
residuos urbanos líquidos

Métodos bioquímicos

Producción .....	190.000 Tm/año
Contenido en sólidos volátiles .....	5%
Producción de biogás .....	500 m <sup>3</sup> /Tm SV
Poder calorífico del biogás .....	6.000 kcal/m <sup>3</sup>
Energía total .....	2.850 tep/año

TABLA 13  
\*\*\*\*\*

Cálculo del potencial total  
de los residuos

Tipo de residuos	Biomasa (1000 Tn/año)	Potencial Energético (1000 tep/año)	% del total	Hipótesis A *****		Hipótesis B *****	
				Fracción recogible (%)	Potencial energético (1000 tep/año)	Fracción recogible (%)	Potencial energético (1000 tep/año)
*****							
Agrícolas	1.652,5	108,3	65,2	25	27,1	10	10,8
Forestales	56,0	22,4	13,5	50	11,2	10	2,2
Ganaderos	189,0	5,7	3,4	25	1,4	10	0,6
Industriales	42,4	2,1	1,3	25	0,5	10	0,2
Sólidos urbanos	164,5	24,7	14,9	60	14,8	25	6,2
Lodos de depuradora	190,0	2,5	1,7	100	2,9	75	2,2
TOTAL	2.744,37	166,1	100,0	-	57,9	-	22,2
Ahorro (%)		6,5			2,3		0,9

TABELA 14

\*\*\*\*\*

Cultivos energéticos

\*\*\*\*\*

Superficie (ha)

Tipc de terreno

\*\*\*\*\*

Las Palmas

S/C de Tenerife

\*\*\*\*\*

Barbechos y tierras  
no ocupadas

52.066

31.412

Pastizales

2.946

40.682

Eriales a pasto

165.344

43.765

Monte no macerable

3.948

21.110

TOTAL

224.304

105.557

TABLE 15

\*\*\*\*\*

Cálculo del potencial energético de  
los cultivos energéticos

Superficie cultivable (ha) .....	361.273
Productividad	
(Tm materia seca/ha.año) .....	12
Producción total	
(1000 Tm/año) .....	4.335
Poder energético	
(kcal/kg) .....	4.000
Productividad energética	
(tep/ha.año) .....	5
Energía total (1000 tep/año) .....	1.810

Hipótesis razonable:

\*\*\*\*\*

Cultivo del 10% de la superficie en 10 años

Energía total estimada (tep/año) ..... 150.000











## INDICE

---

— Política Energética Canaria. <i>Nicolás Alvarez García</i> _____	Pag. 3
— Perspectiva de consumo de energía en Canarias hasta el año 2.000. <i>Manuel Ríos Navarro</i> _____	» 12
— La industria del refino de petróleo. <i>Nicolás Mateos Laorden</i> _____	» 30
— Sector refino en Canarias. <i>Luis Mora Cartaya</i> _____	» 48
— La dependencia de Canarias respecto del petróleo. <i>Rodolfo Rull Buixadera</i> _____	» 63
— Los precios de carburantes en la Región Canaria. <i>Fernando Redondo Rodríguez</i> _____	» 86
— Crecimiento del sector eléctrico en la «Década de los 80». <i>Eduardo de la Cruz Alarcó</i> _____	» 108
— Equipos productivos de energía eléctrica para la Región Canaria. <i>Antonio Buitrago Moraleda</i> _____	» 139
— Financiación de las inversiones del sector eléctrico. <i>Víctor Díaz Acosta</i> _____	» 176
— Instituto Canario de Energías Renovables. <i>José Miguel Veza Iglesias</i> _____	» 192
— Recursos y perspectivas de la energía solar en Canarias. <i>Valeriano Ruiz Hernández</i> _____	» 204
— El aprovechamiento de la energía eólica en Canarias. <i>Roque Calero Pérez</i> _____	» 251
— Potencial energético de la biomasa en la Región Canaria. <i>Francisco Jarabo Friedrich y José Fernández González</i> _____	» 261

