

## ***Sobre la necesidad de la ayuda del Estado para fomentar la autogeneración de la electricidad en la industria: apuntes para un debate***

***En los últimos años la Administración española ha venido concediendo distintos tipos de ayuda para estimular el desarrollo de los sistemas de cogeneración de energía. En este artículo, Pedro P. Villegas revisa críticamente las razones que se emplean para justificar, en nombre de la eficiencia económica, una ayuda estatal específica a dichos sistemas. En definitiva, trata de poner de manifiesto que los argumentos utilizados no son tan sólidos como pretende el Lobby de los cogeneradores, ni tan obvia la existencia de un beneficio social derivado del uso privado de la cogeneración.***

***Azken urteotan Administrazio espainiarrak laguntza-mota desberdinak eman izan ditu kogenerazioko sistemen garapena kitzikatzeko asmoarekin. Artikulu honetan ikuspegi kritiko batekin aztertzen ditu Pedro Villegas-ek eraginkortasun ekonomikoaren izenean sistema horientzako laguntza estatal espezifiko bat justifikatzen duten arrazoiak. Azken batean, berak ikus erazi nahi duena da, argumentu horiek ez dirala kogeneradoreen «lobby»ak nahiko lituzkeen bezain sendoak eta ezta hain begien bistakoa ere kogenerazioaren erabilera pribatutik eratorriko onura soziala.***

***In recent years the Spanish administration has given different types of aid to promote the development of cogeneration energy systems. In this article, Pedro P. Villegas makes a critical review of the reasons given to justify, in the name of economic efficiency, specific state aid for those systems. He attempts to show that the arguments used are neither as solid as the cogenerating lobby claim, nor are the social benefits derived from the private use of cogeneration clear either.***

*«to reinforce the internal market, it is particularly important to respect Community discipline in the domain of State Aids. This implies a rigorous application of the rules of the Treaty with a view to eliminate the distortions of competition and to permit increased competitiveness.»*

*« The Internal Energy Market: An Initial European Commission Analysis (1988)»*

- 1. La ayuda del Estado para el fomento de la cogeneración**
- 2. La demanda de ayuda pública para el fomento de la cogeneración**
- 3. El «fallo de mercado» en el mercado de la electricidad-cogenerada**
- 4. Las causas del «fallo de mercado»**
- 5. Conclusiones**

Palabras clave: cogeneración, ayuda estatal a la cogeneración, lobby, política energética.  
Nº de clasificación JEL: D43, Q4, Q41, Q48.

La Administración Española está a punto de dictar un Real Decreto sobre «Fomento de la producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de autogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables» (1), mediante el que se regula, tras casi diez años de experiencia en el tema, la concesión de una serie de incentivos para estimular el desarrollo de dichas instalaciones, así como las relaciones contractuales entre los «autoprodutores independientes» y las empresas eléctricas de servicio público.

Este Real Decreto se enmarca en la Ley sobre Conservación de Energía de 1980, en la que se establecen los incentivos y principios básicos para potenciar las acciones encaminadas a reducir la dependencia energética exterior, e intenta

(1) Ministerio de Industria y Energía (1988). Borrador del Real Decreto sobre «Fomento de la producción de energía...» Marzo 1989.

abrir una nueva etapa de desarrollo de dicha Ley, ya que «la experiencia adquirida y el grado de desarrollo en que se encuentran este tipo de instalaciones aconsejan realizar una reflexión concienzuda que, aprovechando las enseñanzas recibidas, permita elaborar un cuerpo normativo coherente adecuado a las circunstancias presentes y que permita acometer con garantía de éxito el futuro de estas producciones» (1).

Este artículo pretende contribuir a dicha reflexión haciendo una revisión crítica de las causas que motivan y justifican, en nombre de la eficiencia económica, la ayuda del Estado para fomentar el desarrollo de la auto-generación de energía eléctrica, en particular, de una de sus formas más extendidas en la industria: la cogeneración o producción conjunta y secuencial de calor y electricidad, a partir de una misma fuente de energía, en el (o cerca del) lugar en que se consumen total o parcialmente ambos tipos de energía. Así pues, no se pretende ni determinar la eficacia

de las medidas adoptadas hasta la fecha por la Administración en este área, ni enjuiciar la validez ej, nuevo Real Decreto, sino poner de manifiesto que los argumentos que generalmente se emplean para justificar la necesidad de la acción correctora del Estado en el mercado de la electricidad-cogenerada no son tan sólidos como pretende el Lobby de los cogeneradores (2), ni tan obvia su presunción de que existe un beneficio social neto positivo (o excedente económico social), derivado del uso privado de la cogeneración, que justifique las ayudas económicas destinadas a incentivar las inversiones privadas en cogeneración.

Para ello, el esquema que sigue el artículo es el siguiente: en el primer apartado, tras presentar el origen y la evolución de la intervención reguladora del Estado en este área, se analiza la oportunidad y conveniencia del nuevo Real Decreto para el fomento de la cogeneración; en el segundo, partiendo de los factores que determinan la rentabilidad privada de los proyectos de cogeneración, se exponen las peticiones de ayuda del Lobby de los Cogeneradores al Estado; y en el tercer apartado, se intenta fijar con precisión el argumento básico que utilizan para justificar en una «economía de libre mercado» la necesidad de dicha ayuda: la (presunta) existencia de un «fallo de mercado». En el cuarto apartado, a fin de determinar la validez de este planteamiento, se analizan detalladamente las causas que provocan el fallo del mercado de la electricidad-cogenerada: la «información imperfecta y parcial» de los agentes económicos sobre la evolución de los precios de los combustibles, tanto en el mercado exterior como en el interior; la existencia de externalidades positivas («ahorro» de energía primaria, mejora del nivel de empleo, disminución del nivel de contaminación global, descentralización de la producción de energía eléctrica); y la existencia de prácticas de «competencia desleal» (contratos «anticogeneración») de las eléctricas de servicio público.

(2) Grupo formado por los usuarios potenciales y todas aquellas organizaciones que prestan servicios requeridos para la implantación de sistemas de cogeneración: Ingenierías, consultoras. Fabricantes y suministradores de bienes de equipo. Empresas de montaje y mantenimiento. Empresas de servicios energéticos, Financieras, etc.

Finalmente, en el quinto apartado se presentan las principales conclusiones del análisis realizado.

## 1. LA AYUDA DEL ESTADO PARA EL FOMENTO DE LA COGENERACIÓN

### 1.1. El período 1979-1989

En 1978, en un contexto energético caracterizado por la alta volatilidad de los precios del petróleo en los mercados internacionales, la OCDE publicó el informe titulado «*Heat Production and Distribution*», en el que se recomendaba utilizar criterios más amplios que los puramente económicos en el análisis de la rentabilidad de proyectos energéticos alternativos. En concreto, se proponía que el Estado apoyase la implantación y difusión de tecnologías de suministro de energía que, debido a la bondad de sus atributos inherentes, podían contribuir a alcanzar objetivos de interés nacional, tales como el equilibrio de la balanza de pagos, o la reducción de la vulnerabilidad energética, pero que no alcanzaban el nivel mínimo de rentabilidad económica necesario para hacerlas atractivas a las empresas privadas (o si lo alcanzaban, el sistema de priorización de inversiones de las empresas no las favorecían).

Ese mismo año, en los Estados Unidos, se aprobaba la *Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)*, en virtud de la cual el Estado concedía una serie de beneficios económicos a los agentes privados que adoptasen medidas para la mejora de la eficiencia energética, incluyendo las destinadas a la sustitución del sistema de suministro de energía utilizado por otro más eficiente.

En 1980 el Parlamento español, en sintonía con la recomendación anterior y con el espíritu de la PURPA, tomó la decisión (Ley de Conservación de Energía) de fomentar en los establecimientos industriales la utilización de «sistemas de cogeneración» (3) para

(3) En realidad, en la Ley de Conservación de Energía de 1980 se hacía referencia a «sistemas de autogeneración» de electricidad, concepto más amplio que el de cogeneración (producción conjunta y secuencial de calor y electricidad), ya que se consideraba autogenerador de la persona física o

satisfacer total o parcialmente sus necesidades de electricidad, argumentando que esta tecnología podía coadyuvar a alcanzar los objetivos de diversificación y optimización del consumo energético nacional, que se habían fijado en el Plan Energético de 1979, a fin de reducir la dependencia energética exterior.

En 1982 la Administración española, en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley de Conservación de Energía, dictó una serie de normas (4) con las que intentaba estimular el desarrollo de las «instalaciones que combinen la producción de calor con la producción de energía eléctrica y utilicen combustibles convencionales, obteniendo un rendimiento energético global superior al que se obtendría adquiriendo la energía eléctrica de la red nacional y produciendo el calor separadamente» (5) (sistema convencional).

El Plan Energético Nacional (1983-1992), revisión del elaborado en 1979 a la luz de la nueva política energética del PSOE, y aprobado por el Congreso de los Diputados en junio de 1984, reafirmó la validez de la cogeneración como instrumento para la mejora de la eficiencia energética, al establecer que «el programa (de ahorro, conservación y sustitución) potenciará la cogeneración de vapor y electricidad de tal forma que, dimensionando las instalaciones para las necesidades de vapor, la energía eléctrica producida pueda permitir el autoabastecimiento o ser cedida a la red

eléctrica, según las necesidades del autogenerador» (6).

Además de a las ayudas económicas clásicas (fiscales, financieras y subvenciones directas) (7), concedidas con cargo a la Ley de Conservación, los cogeneradores potenciales se han podido acoger a los beneficios derivados de la obligación legal impuesta a las eléctricas de: a) comprar la electricidad excedentaria; b) a un precio de cesión dado (generalmente ventajoso para el cogenerador), y c) de proporcionar al cogenerador la energía de socorro, o aquella que precise normalmente como suplemento, a unos precios no discriminatorios. Así como del posible diferencial existente entre la tarifa de la electricidad comprada y la cedida a la red eléctrica de servicio público.

Con los datos oficiales actualmente disponibles (estadística de Energía Eléctrica de 1986) no es posible todavía determinar la capacidad de arrastre que han tenido estas ayudas, ya que el período medio de maduración de este tipo de inversiones suele ser bastante largo. No obstante, algunos datos provisionales parecen indicar que no han tenido el efecto esperado, debido, en opinión de la propia Administración, tanto a la falta de coherencia del marco legal establecido, como a la poca sensibilidad de las empresas a los estímulos económicos. A este respecto, cabe señalar que el PEN-83, ya ponía de manifiesto la falta de adecuación del marco legal anterior, y establecía como objetivo su revisión y mejora:

«Las facilidades que en principio daba la Ley de Conservación de la Energía, muestran en la actualidad deficiencias y lagunas que se hace necesario corregir. Es necesario contrastar en profundidad la ley y los Reales Decretos que la desarrollan con las realizaciones a las que han dado lugar y las dificultades que han presentado en su aplicación.» (8).

jurídica cuyas actividades tengan como fin primordial la producción de energía eléctrica, pero obtenga ésta por sus propios medios, a partir de la utilización de residuos o subproductos energéticos excedentarios de su proceso productivo o, en general, por cualquier medio que represente una mejora del balance energético de energía primaria a nivel nacional.

(4) —Real Decreto 5 marzo de 1982, número 872/82 (Presidencia). Tramitación de expedientes de solicitud de beneficios establecidos por la Ley 82/1980, de conservación.

— Real Decreto 2 abril de 1982, número 907/82 (MIÉ). Fomento de la autogeneración de energía eléctrica. Y las dos Ordenes Ministeriales que lo desarrollan (ambas de 7 de julio de 1982):

- Relaciones técnicas y económicas entre autogeneradores y empresas o entidades eléctricas.
- Obtención de la condición de autogenerador eléctrico.

(5) Real Decreto 907/82, artículo primero, apartado a).

(6) Plan Energético Nacional 1983. Boletín Oficial de las Cortes Generales, 14 de mayo de 1984. Congreso de los Diputados (II Legislatura), pág. 421.

(7) Orden Ministerial 17 diciembre de 1984 (MIÉ). Concesión de subvenciones para el fomento de inversiones en medidas de conservación de energía.

(8) PEN-83 (1984), obra cit., pág. 442.

## 1.2. La necesidad de un nuevo marco legal

Actualmente, cinco años más tarde de publicarse el PEN-83, la Administración está elaborando un nuevo Real Decreto para el fomento de la autogeneración de energía eléctrica, en el que pretende (9) refundir y clarificar toda la normativa legal vigente sobre el tema, de modo que, conservando el espíritu de la ley de 1980, se eliminen todos los aspectos que pueden estar frenando el desarrollo de la cogeneración, a fin de que sea posible alcanzar el objetivo fundamental del Plan Nacional de Cogeneración (10) (actualmente en elaboración por el IDAE) de incrementar la potencia de autogeneración en 700 Mw. al finalizar el año 1990.

La necesidad de este nuevo Real Decreto, en cuanto instrumento legal para actualizar (11) y mejorar el marco que regula las relaciones contractuales entre los autogeneradores y las empresas eléctricas de s.p., es evidente, ya que el esquema actual no sólo contiene algunos aspectos oscuros sino que además perjudica sensiblemente a las eléctricas de servicio público, debido al alto precio de adquisición de la electricidad cedida por los autogeneradores a la red de servicio público:

(9) «Se trata de refundir en un solo texto todas las disposiciones dictadas desde la promulgación de la Ley 82/1980, sobre Conservación de la Energía para el fomento de la autogeneración de energía eléctrica, eliminando aquellos aspectos que hubiera de contradictorios y ampliando aquellos aspectos no tratados, de modo que se impulse esta tecnología sin que se lesionen intereses de terceros.»

A. del Río (1987), (D.G. del IDAE). VI Conferencia sobre la Planificación, Ahorro y Alternativas Energéticas (Zaragoza). Ponencia cuarta, pág. 326.

(10) A. del Río (1987), art. cit., pág. 326.

Si bien, I. Carrera (división de industria y transporte del IDAE), en su artículo «El IDAE y la Cogeneración», publicado en la revista *Atenergía* a finales de 1988, afirma que «el IDAE tiene establecido un programa específico para promover la implantación de la tecnología de la cogeneración en la industria de nuestro país,... El programa tiene establecido incrementar la potencia eléctrica instalada en cogeneración con 700 Mw. adicionales al finalizar el año 1992».

(11) En línea con la «Propuesta de Recomendación del Consejo de los Estados miembros sobre la Promoción de la Cooperación entre las Empresas de Distribución Pública y los Autogeneradores de Electricidad». Comisión de las Comunidades Europeas (1988). COM (88) 225 FINAL. Bruselas 3-5-88.

«Actualmente la tarifa que se aplica para la energía eléctrica entregada a la red por un cogenerador, es la del término de energía de la tarifa y escalón de tensión 1-1, que es de 10.08 ptas./kwh. Esta tarifa se afecta posteriormente por una serie de coeficientes que hacen que el precio oscile entre las 9 y las 10 ptas. Este precio es a todas luces superior al coste medio de generación de las empresas eléctricas, lo que no hace sino introducir una distorsión en el sistema de fijación de precios del mercado.» (12).

Sin embargo, no es tan evidente la necesidad de este nuevo Real Decreto en su vertiente de FOMENTO de la cogeneración, esto es, en cuanto conjunto de incentivos dirigidos a mejorar (o a asegurar) la rentabilidad económico-financiera privada de los proyectos de cogeneración, mediante la concesión de ayudas económicas directas (13), o el establecimiento de condiciones favorables para la compra de combustible y/o la venta de la electricidad cogenerada (14), o asegurando al cogenerador contra posibles variaciones futuras de los precios, tanto en términos absolutos como relativos, de los combustibles y de la electricidad.

Primero, porque el contexto energético mundial es radicalmente diferente al que existía cuando se aprobó la Ley de Conservación de Energía (en la que se enmarca el nuevo Real Decreto), y más estable que el que existía cuando se elaboró el PEN-83 (en el que se enmarca el Plan Nacional de Cogeneración). Las características (15) de los mercados

(12) Anónimo (1988). «Las Empresas Eléctricas ante la Cogeneración. Estrategia de Iberduero, S.A.». *Atenergía* (revista de la asociación de empresas de técnicas energéticas), año 1988, n.º 3, pág. 24.

(13) Como los actualmente existentes en el CADEM: Subvenciones de entre el 10 y el 20 % de la inversión necesaria.

(14) «Defender la reglamentación actual sobre las condiciones de exportación de energía eléctrica, y de una política tarifaria que limite el precio del gas natural en cogeneración a la tarifa B».

(15) «*The context in which energy policies are framed has changed in recent years. Energy markets have undergone fundamental changes.... The current energy market structure displays a number of key characteristics that have evolved since 1973 and are likely to continue to shape energy developments in the years ahead. They are: a) improvements in efficiency use of energy; b) present surplus production capacities for all major energy resources; c) relatively lower energy prices; d) more competitive and transparent energy*»

energéticos internacionales actuales, resultado del éxito de las políticas de ajuste y diversificación de las economías occidentales, han relativizado la importancia de los objetivos de optimización y diversificación del consumo energético nacional establecidos en la década de los 70:

*«The sense of public awareness and concern for long-term energy security may have weakened with the decline of energy prices ... projections show an increase in dependence on oil from sources outside the OCDE during 1990s. ... But greater import dependence does not necessarily imply a significant decrease in energy security. Exposure to risk is reduced by several positive elements in the contemporary energy scene. There is today excess oil production capacity and a greater market flexibility than in the 1970s. Furthermore, IEA government have consistently improved their mechanisms for dealing with oil supply disruptions.» (16).*

Segundo, porque no está en armonía con la «Cultura Política y Económica» de su entorno, ya que en la Comunidad Económica Europea no sólo no existe ningún programa específico de ayuda para fomentar el uso de la cogeneración, sino que además la parte de los países miembros han reducido los fondos de ayuda para todo tipo de proyectos energéticos; ni parece probable que vayan a existir en un futuro próximo, habida cuenta de que se está impulsando la liberalización (e incluso la privatización) de los mercados energéticos nacionales europeos (a fin de mejorar la competitividad), y que el énfasis se ha trasladado de la «planificación centralizada» hacia una mayor confianza en el «mercado libre» como mecanismo para regular (vía precios) la oferta y la demanda de energía, y para garantizar que la oferta satisfaga la demanda energética nacional:

*«...Emphasis in many IEA countries has shifted towards a greater reliance on the market. In some cases, this has led to privatization and deregulation which have a bearing on the way energy policy is implemented.» (17).*

*markets with decreasing government intervention.»* EIA (1988) «Energy Policies and Programmes of IEA countries. 1987 Review». (Paris: OCDE 1988), pág. 11.

(16) AIE (1988), obra cit., pág. 7.

(17) AIE (1988), obra cit., pág. 12.

Tercero, porque la propia OCDE, tras 10 años de experiencia en el tema, ha cambiado su planteamiento inicial, y actualmente recomienda apoyar a la cogeneración (eliminando obstáculos institucionales) sólo en el caso de que sea económicamente viable:

*«Ultimately new cogeneration development hinges upon the economics of such projects. In many IEA countries policies have been developed in order to counteract market obstacles to the development of CHP. There are however cases in which such policies have gone too far. ...the general objectives of such arrangements (regulation about condition and prices) must be to encourage the Utilities to take supplies from cogenerators when the economic cost of such supplies is lower than their own marginal cost of production.» (18).*

Cuarto, porque el contexto técnico-económico, en el que se inserta la cogeneración, es más favorable para su expansión por méritos propios, sin que sea necesario introducir nuevos estímulos externos al mercado (vía presupuestos, o «subsídios cruzados» vía tarifas eléctricas) para potenciar las inversiones. Algunos de los factores que han contribuido a mejorar la rentabilidad económica privada de la cogeneración son los siguientes: a) la disminución de los precios de los combustibles y el aumento del precio de la electricidad en relación al de los combustibles; b) la mayor estabilidad del precio del petróleo y su tendencia a mantenerse a medio plazo; c) la posibilidad de utilizar sistemas basados en turbinas de gas; d) la comercialización de sistemas a medida de los pequeños cogeneradores, y e) la introducción de fórmulas innovadoras de financiación (ahorros compartidos, leasing, etc.).

Y quinto, porque no parece existir un beneficio social neto significativo asociado al uso privado de sistemas de cogeneración, ni distorsiones graves en los mercados energéticos, que justifiquen la necesidad de la intervención del Estado en nombre de la eficiencia económica, esto es, para reasignar los recursos disponibles (capital, trabajo, energía primaria) entre bienes alternativos (electricidad - cogenerada versus

(18) AIE (1988). «Emission Controls in Electricity generation an Industry». OCDE (París) 1988, pág. 93.

electricidad - s.p.) de forma que se alcance un punto de equilibrio (vector de precios al que se compran-venden todo lo que se demanda-ofrece en ambos mercados) que dé lugar a un nivel de bienestar social parentianamente superior (situación en la que al menos una persona mejora su bienestar —según su opinión— sin que se empeore la de nadie).

Este artículo se limita únicamente a profundizar en este último punto, esto es, a revisar las razones que generalmente se alegan para justificar la necesidad de la ayuda estatal específica a los sistemas de cogeneración en nombre de la eficiencia económica. No se analizan las argumentaciones basadas en consideraciones no económicas (equidad social (19), seguridad nacional, etc.), ya que para ello es necesario establecer previamente un sistema de juicios de valor sobre los cuales es difícil ponerse de acuerdo.

## 2. LA DEMANDA DE AYUDA PÚBLICA PARA EL FOMENTO DE LA COGENERACIÓN

Para entender mejor los argumentos que utilizan los partidarios de la ayuda del Estado a los sistemas de cogeneración, y en su caso evaluar la efectividad de las medidas de fomento establecidas por la Administración (o guiar la selección de nuevas medidas), es necesario, en primer lugar, analizar los factores determinantes de la rentabilidad económica-financiera privada de los proyectos de cogeneración.

Uno de los atributos inherentes a los «sistemas de cogeneración» es el de su elevado rendimiento térmico (cuadro n.º 1, derivado del aprovechamiento integrado (gracias a la co-localización de la producción y el consumo) del calor y la electricidad, lo que representa para el usuario un coste energético (calor + electricidad) menor que el que se derivaría de emplear el «sistema convencional» (grupo de calderas de baja

(19) Una sociedad «eficientemente organizada» puede proveer una distribución de renta que una parte sustancial de la población considere injusta (o al menos, poco igualitaria), ya que el principio de eficiencia económica es neutral con respecto al principio de equidad (justicia) social (distribución de la renta entre los factores de producción).

presión, u otra fuente de energía térmica útil, y electricidad de servicio público). De ahí que la cuestión se centre en determinar si este margen económico («ahorro») es lo suficientemente grande como para justificar la inversión requerida.

Así pues, y sin entrar en detalles técnicos específicos de cada proyecto o del nivel de utilización óptimo del sistema, la rentabilidad económica (relativa) de un proyecto de cogeneración depende del valor de electricidad cogenerada (función del precio de la electricidad de servicio público sustituida y del precio de la electricidad cogenerada vertida a la red de s.p.), y de los costes adicionales (en los que no se incurrían en el caso «sin cogeneración») tanto variables de operación y mantenimiento (función del precio del combustible) como los fijos (función del tamaño y complejidad del proyecto, y de la situación considerada: renovación, sustitución o nuevo equipo).

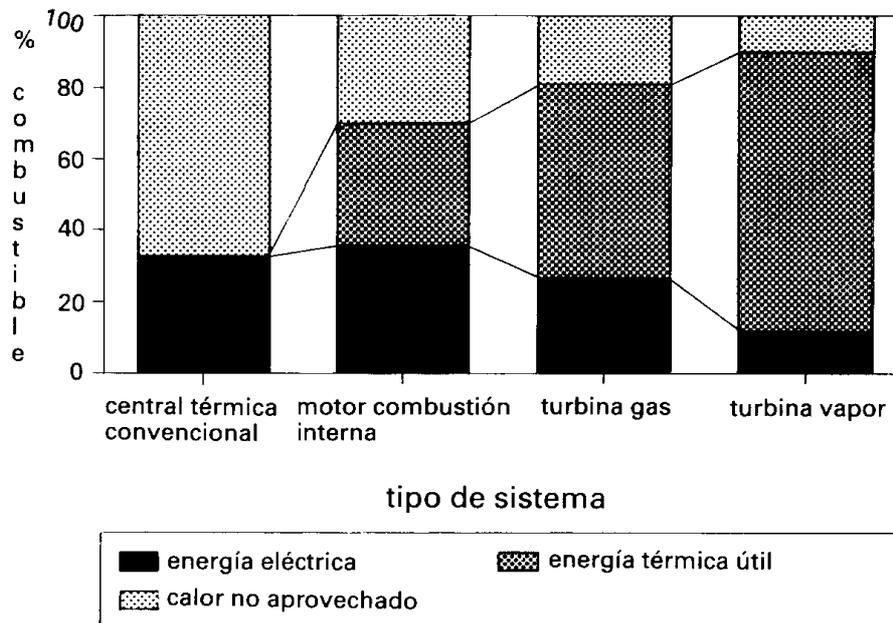
Los dos factores anteriores bastarían en caso de que el criterio de rentabilidad elegido fuese el de determinar si el valor de la electricidad cogenerada, descontando los costes variables adicionales de operación y mantenimiento, es suficiente para recuperar los costes fijos adicionales en un plazo de tiempo razonable; o si el «ahorro» obtenido (en relación al sistema alternativo) es suficiente para recuperar la inversión requerida en un tiempo determinado.

Sin embargo, las características técnico-económicas de la cogeneración (rigidez del ratio calor/potencia, larga vida útil, fuertes inversiones requeridas) exigen adoptar una visión de largo plazo (20), por lo que normalmente se utiliza el criterio del Valor Actualizado Neto (VAN), que examina la rentabilidad para (y durante)

(20) «It is clear that the decline in industrial Steam/power balances is likely to continue for many years. This implies that any appraisal of a CHP project will need to take account of future, as well as of current, needs with regard to steam and power. To establish future steam/power requirements, a view has to be taken of levels of output, product mixes and manufacturing processes some ten years ahead.»

I.R. Schaffer (1986). U.K. Department of Energy. «Combined Heat and Power and Electricity Generation in British Industry 1983-1988. (An statistical and Economic Survey)». 5 Energy Efficiency Series. London: Her Majesty's Stationery Office (1986), pág. XVII.

Cuadro n.º 1. Comparación de eficiencias térmicas



todo el período de vida útil del sistema, y que permite hacer explícitos los riesgos asociados a los errores de previsión (debidos a la incertidumbre sobre evolución de los supuestos en los que se basa el análisis) de los flujos de efectivo futuros, añadiendo una prima de riesgo (21) (subjativa) a la tasa de descuento del capital (que refleja su coste de oportunidad, ya que es un factor de producción susceptible de usos alternativos). Finalmente, y dado que las empresas generalmente recurren al mercado de capital para financiar los proyectos de cogeneración, es necesario analizar su viabilidad financiera, añadiendo a los costes fijos el coste del capital prestado.

(21) En caso de conocer la función de distribución de probabilidades de los resultados operados, se suele utilizar el criterio del VAN Esperado. O alternativamente, en caso de desconocer los factores anteriores (Situación de Incertidumbre), se suele recurrir a analizar la sensibilidad de los resultados (VAN) a variaciones en los supuestos contenidos en el escenario utilizado (al menos para las variables o parámetros más importantes o menos conocidos).

Los elementos críticos, de entre los factores anteriores, varían en el tiempo y el espacio en función del contexto institucional (grado de intervención del Estado en sector eléctrico, leyes medioambientales, ayudas a la cogeneración, política de precios energéticos), y de la coyuntura económico-energética general. Así, por ejemplo, en Gran Bretaña el factor crítico parece ser el financiero:

« The Survey (in 1984/85) found that both declining heat/power ratios and uncertainty over future fuel prices presented difficulties to CHP; nevertheless the most important constraints appeared to be financial. The major obstacles indicated in respect of CHP plant were: long payback periods, high capital costs and competing investment demands requiring the allocation of scarce capital resources to higher priority projects. Maximum payback periods of 2-3 years, normally specified for 'discretionary' utility-type projects could rarely, if ever, be achieved by CHP projects.» (22).

(22) U.K. Department of Energy (1986), obra cit., pág. XXX.

Mientras que en España el factor crítico parece ser la elevada prima de riesgo que los empresarios introducen en el análisis de rentabilidad de los proyectos de cogeneración, debido a que consideran que existe un alto nivel de incertidumbre sobre la evolución futura de los precios (tanto en términos absolutos como relativos) de la energía:

«No debe olvidarse que las instalaciones de cogeneración requieren inversiones muy elevadas —no relacionadas directamente con el sistema productivo— y con dilatados períodos de definición, maduración, proyecto y ejecución. Por ello, desde una perspectiva realista, si se quiere apoyar decididamente la cogeneración, es preciso poner en marcha los mecanismos necesarios para reducir al mínimo aquellos riesgos sobre los que los usuarios no tienen poder de actuación (precios energéticos) y, básicamente, durante el período de recuperación de las inversiones.» (23).

De ahí que las peticiones del Lobby de los cogeneradores al Estado no sólo se dirijan a que se implementen las medidas de ayuda económica clásicas sino a que se tomen medidas para garantizar que las condiciones actuales de compra-venta de la energía (favorables a la cogeneración, sobre todo las de la electricidad importada-exportada a la red de s.p.) se mantengan durante un tiempo mínimo determinado (pero trasladando la carga actualmente impuesta a las eléctricas al Presupuesto del Estado), y a que se mantenga la indexación de los precios del gas natural a los de fuelóleo (combustible final sustituido en la mayoría de los casos), a fin de reducir el nivel de incertidumbre sobre la futura evolución de los precios relativos de los combustibles.

De hecho, la Administración ya ha asumido parte de este planteamiento, ya que, por una parte, el borrador del nuevo Real Decreto establece que:

«...dicho precio (el que tendrá que abonar las eléctricas a los cogeneradores por la energía entregada a la red, basado en el coste marginal a largo plazo evitado al sector eléctrico) tendrá una componente de fomento durante los primeros años de funcionamiento de la instalación de producción independiente. Dicho sobreprecio será compensado por la

(23) A. Villanueva(1988). «Perspectivas de la Cogeneración en el País Vasco». *Atenergía rev. cit.*, pág. 16.

Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica (OFICO).» (24).

«Las condiciones técnicas y económicas de entrega de energía del productor independiente a la compañía eléctrica distribuidora se regirán por un contrato firmado entre las partes, DE AL MENOS CINCO AÑOS DE DURACIÓN, cuyo contenido precise las relaciones y acuerdos a que hayan de llegar para el cumplimiento de las condiciones de entrega de energía eléctrica.» (25).

Y, por otra, según la Orden Ministerial de 13 de mayo de 1988, las tarifas del gas natural destinado a cogenerar se pactan entre las partes contratantes, de acuerdo con las condiciones específicas del usuario, no pudiendo superar un determinado nivel (a fin de incentivar su uso) durante el primer período contractual. En el caso particular de la CAPV, la política de gas de Euskadi tiende además a:

«...recoger en los correspondientes contratos de suministro, las oportunas reservas que eliminen incertidumbres al usuario derivadas de imprevistas o excesivas fluctuaciones de los precios de las distintas energías en concurrencia.» (26).

### 3. EL 'FALLO DE MERCADO' EN EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD-COGENERADA

Para justificar la necesidad de esta ayuda protectora del Estado a la cogeneración, el Lobby de los cogeneradores alega la existencia de un «fallo de mercado» en el mercado de electricidad-cogenerada, causado no sólo por la «Información Imperfecta» de los agentes económicos sobre la evolución futura de los precios de los combustibles (factores de producción de la electricidad cogenerada), debido a la dimensión internacional y política (fiscalidad interna incluida) de la energía, sino también por la existencia de «Externalidades de uso positivas» («además [la cogeneración]

(24) Borrador Real Decreto sobre «fomento de la producción de energía...». *Obra cit.*, artículo 8, pág. 11.

(25) Borrador Real Decreto sobre «fomento de la producción de energía...». *Obra cit.*, artículo 7, pág. 10.

(26) G. Subijana (1988). Dtor. Comercial de Sdad. de Gas de Euskadi. «Gas natural y la cogeneración en el País Vasco». *Revista Atenergía*, n.º 3, 1988, pág. 19.

supone un muy interesante beneficio para el balance energético del país en su conjunto» (27). «La cogeneración ofrece ventajas no sólo al usuario, también a la comunidad en general»; y de prácticas de «Competencia Desleal» (contratos «anticogeneración» (28) ) de las eléctricas de servicio público (por ejemplo, el caso FECSA y la Papelera Española —planta del Prat—).

Antes de entrar a analizar cada uno de los puntos anteriores, es conveniente revisar, aunque sólo sea brevemente, y fijar el concepto de «fallo de mercado» y sus implicaciones en relación a la intervención del Estado.

El mercado es el lugar (ideal) donde se realizan las transacciones entre los demandantes y oferentes de un bien (en un tiempo y condiciones determinadas). Son varias las formas en las que se pueden clasificar a los mercados (por su ámbito geográfico, por la existencia de barreras de entrada), pero la que más interesa, a los fines perseguidos, es la realizada en función de sus características estructurales teóricas: perfectos e imperfectos. Un mercado es «perfecto» cuando cumple las condiciones siguientes: 1. Atomización de agentes económicos, de forma que ninguno de ellos pueda ejercer una influencia significativa sobre el precio; 2. homogeneidad del producto; 3. libre movilidad de los recursos; 4. información completa y perfecta sobre las condiciones actuales y futuras de los precios (incluidos los de los factores de producción); 5. comportamiento racional de los agentes (los consumidores intentan maximizar su utilidad total, y los productores el beneficio total); 6. inexistencia de acuerdos secretos entre compradores y vendedores con fines fraudulentos (para romper la competencia).

La «competencia perfecta» es un modelo teórico del comportamiento de los agentes y de las condiciones existentes en un mercado. No existe en la realidad, pero proporciona un marco de referencia

(27) Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica (1988). «Las distintas caras de la cogeneración». Revista *Atenergía*, n.º 3, 1988, pág. 26.

(28) «State Regulation of Anticogeneration Contracts» (1988). *Public Utilities Fortnightly*, June 23, 1988, pág. 43.

útil para la comprensión del funcionamiento del sistema económico. Su frecuente utilización en el debate social se debe a que, en un sistema de «libre empresa» (basado en la propiedad privada de los medios de producción), sus características garantizan, bajo ciertos supuestos, la consecución de un punto de equilibrio (un precio al cual se vende-compra toda la cantidad ofrecida-demandada) considerado como socialmente «óptimo» en el sentido de Pareto, es decir, óptimo en cuanto que no existe otra asignación de bienes (29) y recursos de equilibrio diferente que sea unánimemente más preferible por los individuos que componen la sociedad. Esto es, dados unos recursos, no existe otro resultado más eficiente (que eleve al máximo el bienestar económico, entendido como máximo nivel de producción posible) de la sociedad (entendida como suma de individuos) que el resultado derivado del «libre juego» de la oferta y la demanda en un mercado de «competencia perfecta».

Cuando no se dan los supuestos bajo los cuales se cumple el «teorema de la Mano Invisible» (30), o la acción del Estado impide la competencia perfecta, o los mercados reales sufren «imperfecciones» (desviaciones con respecto a las condiciones (ideales) necesarias para que un mercado sea «perfecto»), se produce un «fallo o distorsión de mercado», ya que el mecanismo de fijación de precios del mercado no funciona adecuadamente, y por tanto no se alcanza una asignación de bienes y recursos social mente «óptima» (o incluso no existe asignación alguna, ya que algunas veces el mercado se muestra incapaz de proveer ciertos bienes).

Para corregir este «fallo o distorsión» de los mecanismos de formación del precio es necesaria (y sólo en este caso justificable según la ética paretiana) la intervención del Estado en el mercado.

(29) Suponiendo que existen al menos dos mercados: el que se analiza y el «resto».

(30) Adam Smith concebía el sistema de precios de mercado como si fuese una mano invisible que guiaba a todo individuo a contribuir (por vía de las fuerzas de la competencia, esto es, sin pretenderlo) al bienestar general. La «Mano Invisible», es pues el mecanismo que asegura la armonización de los intereses privados y de los públicos.

#### 4. LAS CAUSAS DEL «FALLO DE MERCADO»

En este apartado se analizan las causas que, según el Lobby de los cogeneradores, provocan el fallo del mercado de la electricidad-cogenerada y que, por tanto, el Estado debe ayudar a eliminar en nombre del principio de la eficiencia económica.

##### 4.1. Información imperfecta sobre la situación futura de los mercados de combustibles

Los partidarios de las ayudas estatales a la cogeneración afirman que, aun cuando se pagase al cogenerador de acuerdo a los costes evitados de generación de nueva potencia eléctrica, es necesaria la intervención de las autoridades públicas para asegurar al cogenerador contra ciertas clases de riesgos e incertidumbres (en particular contra variaciones «perversas» de los precios energéticos) que hacen que estas inversiones no puedan ser asumidas individualmente.

Este planteamiento ha sido recientemente expresado por la Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica (AAEE) de la forma siguiente:

«...Y las razones de esta estabilidad (del diferencial de electricidad cogenerada con respecto a la CEE) pueden encontrarse en la inseguridad del posible usuario frente al sistema, derivada de la actual legislación vigente... Pero, sobre todo, por la influencia de circunstancias ajenas al propio usuario, como la inestabilidad de precios energéticos.» (31).

Esta incertidumbre se deriva al parecer del componente internacional y político del mercado de petróleo, que puede provocar variaciones de precios no relacionadas con factores puramente económicos.

Pero, para evitar agravios comparativos y mantener la coherencia argumental, este planteamiento debería hacerse extensible a todos aquellos proyectos que, exhibiendo externalidades positivas,

(31) Asociación de Empresas de Técnicas Energéticas (ATEN) 1987. «Jornadas de Encuentros sobre la Cogeneración con Turbinas de Gas. Informe Resumen». ATEN (1987), pág. 26.

dependan críticamente de la evolución de los precios: exploración, investigación, medidas directas para la mejora de la eficiencia energética; tal y como lo ha hecho recientemente un destacado representante del Lobby de los productores de petróleo de los Estados Unidos:

*«With today's uncertainty of much higher or much lower energy prices hovering overhead, it is unlikely to get the people to make good energy economic decisions. Eliminating the threat of high or low prices due to foreign political actions will allow this country to proceed on resolving our energy dilemma.»* (32).

Sorprendentemente, en 1973 este mismo Lobby reclamaba el principio de la «libertad de mercado» para oponerse a la estabilización de los precios del petróleo americano propuesta por la Emergency Petroleum Allocation Act (EPAA).

En realidad, lo que subyace en estas posiciones es la petición de una política de «estabilidad de precios» energéticos, que evite que el sistema esté permanentemente mal ajustado como consecuencia de que los agentes económicos son incapaces de anticipar con la suficiente precisión las futuras condiciones del mercado energético.

Esta petición parece gozar de un amplio respaldo popular, debido a la creencia de que las variaciones del precio del petróleo (y, por extensión, el del resto de los combustibles) pueden tener repercusiones socioeconómicas demasiado importantes como para dejarlas al arbitrio de las fuerzas del mercado (33). Opinión creada como reacción a la fuerte escalada en el nivel de precios que se registró a partir de 1973, y que los consumidores percibieron como un fallo (o más bien colapso) del mercado energético, debido a su dimensión política e internacional, que como resultado de la interacción de factores puramente económicos (anticipación del agotamiento de las reservas antes de fin de siglo de

(32) D.W. Steffes (1988). «Reagan's non-energy policy: Will the next Administration do better», Strategic Planning and Energy Management, Spring 1988, pág. 28.

(33) «In a completely free world market for oil, the US will become highly dependent on the richly endowed Middle East. For hegemony reasons, this is unacceptable». D.W. Steffes, art. cit., pág. 27.

mantenerse las tendencias) y favorecida por la reacción inicial de los gobiernos occidentales de intentar prescindir de los mercados internacionales incentivando la autosuficiencia energética nacional, y/o mediante acuerdos contractuales individuales a largo plazo con los países productores de crudo.

Sin embargo, esta creencia no se corresponde con la práctica real que, poco después del primer impacto del precio del petróleo, han seguido los gobiernos occidentales, ya que su política ha sido diseñada para operar casi exclusivamente desde el lado de la demanda: reducción del consumo de energía vía aumento de su precio y de la disminución del nivel de producción (renta) global (a esto último contribuyó notablemente la política monetaria restrictiva, tendente a la desaceleración de la tasa anual de crecimiento económico para contener la inflación); despreocupándose de invertir en costosos programas de búsqueda de fuentes energéticas alternativas al petróleo, como hubiese sido necesario en caso de admitir la hipótesis de un colapso del mercado internacional de crudos. De ahí la acusación del Lobby de los productores de petróleo americano al presidente Reagan:

*«We have come a long way since president Reagan's efforts, during his first days in office, to eliminate the Department of Energy and let the free market take over. Ever since then, it has been the downhill for the energy industry.» 134).*

Parece, pues, claro que las economías occidentales llevan ya tiempo actuando bajo el supuesto de que los mercados energéticos internacionales funcionan razonablemente bien, en el sentido de que son fundamentalmente las fuerzas del mercado las que determinan el precio de la energía. Por tanto, no parece razonable justificar la intervención del Estado en el mercado de la electricidad-cogenerada en base a la existencia de un nivel alto de incertidumbre en los mercados energéticos (debido a su dimensión internacional y política), ni oportuno hacerlo extensible con carácter general, estableciendo una política de «estabilidad de precios energéticos», cambiando las señales del mercado para favorecer únicamente los intereses de ciertos grupos de presión.

(34) D.W. Steffes (1988), art. cit., pág. 27.

En este sentido, el propio PEN-83 reconoce que la falta de ajuste de la política energética a las condiciones del mercado, por razones de equidad social, salvaguarda de los intereses de un lobby, o inercias institucionales, genera fuertes efectos negativos (desde el punto de vista de la eficiencia) en el sistema económico: la lenta y limitada reacción de los decisores políticos españoles en la década de los 70 a los altos precios del crudo en los mercados internacionales, dudando quizás de su perdurabilidad, y/o en un intento de neutralizar sus efectos, acabó agravando los problemas latentes (estabilización e, incluso, crecimiento del consumo de derivados del petróleo (35), aumento del déficit público, desequilibrio balanza de pagos) e inhibió y retrasó los cambios estructurales necesarios para reconducir al sistema a una senda de crecimiento económico estable (36).

Otra cuestión diferente es que, a pesar del menor intervencionismo estatal, la política de precios energéticos interiores de cada país no se ajuste totalmente al principio de la eficiencia económica, y contenga todavía ciertos ingredientes que atienden a otro tipo de consideraciones, incluso no relacionadas con el coste social del consumo o producción de la energía. Por ejemplo, la política de la Administración española en relación a los precios de los derivados del petróleo parece responder más a motivos de facilidad de recaudación fiscal, reducción del déficit público, o contención de la inflación que a consideraciones de seguridad energética nacional o posibles externalidades de consumo negativas. Ahora bien, la incertidumbre derivada de la intervención del Estado en nombre de principios no relacionados con la eficiencia económica no se elimina aumentando dicha intervención, esto es, estableciendo una política de «estabilidad de precios», sino dejando que las fuerzas del mercado fijen el precio.

(35) «A este respecto cabe señalar que en España, durante el período 1970-79, el precio medio de la energía en pesetas constantes ha disminuido, generando un efecto expansivo sobre el consumo». Boletín Oficial de las Cortes Generales. Congreso de los Diputados (II Legislatura) del 14-5-84. Plan Energético Nacional 1983, pág. 415.

(36) J. Santamaría (1988). «El Petróleo en España: del Monopolio a la Libertad». Espasa Calpe (1988), págs. 23-25.

De ahí que la política de subvencionar el precio del gas natural dedicado a la cogeneración (37) (durante los tres primeros años de vida de la instalación) e indexarlo (interiormente) al precio del fuelóleo (para reducir el nivel de incertidumbre) no sea la más adecuada, ya que, por una parte, al modificar los precios (una de cuyas funciones es asignar recursos escasos entre proyectos que compiten entre sí para obtenerlos), el Estado está favoreciendo que se estén asignando recursos (fundamentalmente, capital) de forma económicamente ineficiente. Por otra parte, se está privando a las compañías de gas de los beneficios derivados del mayor rendimiento térmico de la cogeneración (38), obligándolas (y por ende, a los contribuyentes) a financiar el desarrollo del sector de bienes de equipo (turbinas, motores); a no ser que sea una estrategia para conseguir mercados de gas cautivos (o al menos, demandas muy inelásticas), lo que puede llegar a considerarse como competencia desleal (dumping a cuenta del presupuesto del Estado) a las eléctricas. Por último, y en el supuesto de una disminución futura del precio del fuelóleo, el Estado se obliga a pagar los errores de las decisiones de inversión privadas (si bien es cierto que tomadas en base a señales (precios) falsas introducidas por el propio Estado en el mercado).

Todo lo anterior sin perjuicio de que se siga una política destinada a mejorar el conocimiento que los agentes económicos tienen sobre las condiciones actuales y futuras del mercado (nivel actual y evolución prevista del consumo y de los precios de la energía, recursos y tecnologías disponibles, etc.), así como de los planes energéticos de las

(37) Orden Ministerial 13 de mayo 1988.

(38) Sin embargo, puede darse el caso de que exista una compañía pública de distribución de gas natural, con una cuenta de resultados negativa por no alcanzar el umbral de ventas mínimo (márgenes comerciales fijados por Enagás), que se vea tentada a ofrecer unas tarifas por debajo de lo establecido, renunciando no sólo a los beneficios de un mayor rendimiento térmico, sino aparte de los «normales», a fin de aumentar su volumen de ventas, y de esta forma elevar sus ingresos. Está claro que las medidas correctas pasarían más bien por cambiar las condiciones del Protocolo, reducir costes fijos o ampliar geográficamente el mercado que en hacer la competencia desleal a las eléctricas.

autoridades políticas, de forma que se eviten las distorsiones resultantes de información parcial e imperfecta.

#### 4.2. Las externalidades positivas derivadas del uso de la cogeneración

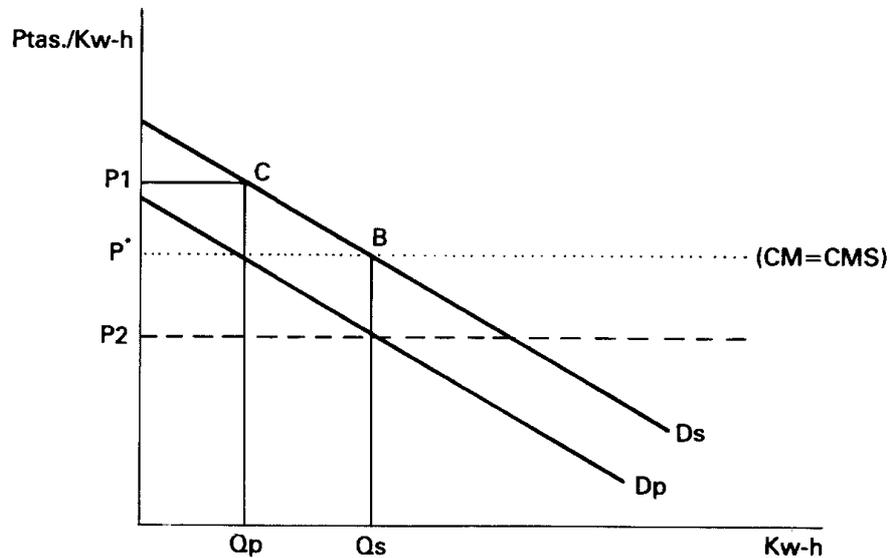
Otra de las causas que determinan el fallo del mercado de la electricidad-cogenerada está relacionada con el incumplimiento de uno de los supuestos en los que se basa el «Teorema de la Mano Invisible»: la inexistencia de efectos externos o Externalidades.

Con esta expresión se hace referencia a los beneficios (o costes) que un agente económico dispensa a otros mediante el acto de consumir (o de producir) un bien, y que no tiene en cuenta, al ser beneficios (o costes) externos al mercado del bien considerado, en sus decisiones de consumo (o de producción). Dado que en condiciones de «competencia perfecta» el nivel de producción socialmente óptimo viene determinado por el precio de mercado y los costes privados, si éstos difieren de los sociales el mercado será incapaz de alcanzar por sí solo una asignación socialmente óptima. Por ello, el Estado debe intervenir para internalizar las externalidades, esto es, para introducir en el mercado (vía impuestos, subvenciones, legislación) los beneficios (o costes) sociales, de forma que se alcance un nivel de precios que dé lugar a un consumo socialmente «óptimo».

En el caso de la electricidad-cogenerada, considera como un input intermedio (sustituible por electricidad de s.p.) por facilidad de exposición, el «fallo de mercado» se deriva de la existencia de una serie de presuntos beneficios sociales («ahorro» de energía primaria, disminución del nivel de contaminación global, por ejemplo) asociados al consumo (producción) de la electricidad-cogenerada.

El gráfico n.º 1 describe esta situación (vista desde el lado de la demanda). La recta  $D_p$  refleja la demanda privada de electricidad-cogenerada, esto es, el consumo de electricidad-cogenerada que, a cada precio, maximiza el beneficio de la empresa, dado un precio de mercado del producto que la electricidad-cogenerada coadyuva a fabricar.

Gráfico n.º 1. Demanda de electricidad cogenerada



La recta  $D_s$  representa la función de demanda «compensada» social (o función de beneficio social), que expresa la cantidad total de dinero que la sociedad estaría dispuesta a pagar para obtener un nivel de consumo de electricidad-cogenerada determinado manteniendo su nivel de bienestar constante (39). El consumo que maximiza el bienestar social, dado el precio de mercado  $P^*$  de la electricidad-cogenerada (que se supone refleja tanto el coste marginal privado como social de su producción), es  $Q_s$  Kw-h. Sin embargo, en ausencia de compensaciones por parte de la sociedad, para el precio de mercado  $P^*$ , el empresario elegirá consumir  $Q_p$  Mwh., nivel en el que se maximizan sus beneficios, pero inferior al socialmente óptimo, ya que la sociedad estaría dispuesta a pagar un precio más alto ( $P_1$  ptas./kWh.) para obtener el nivel de consumo  $Q_s$  kWh. Ahora bien, si la sociedad, a través del Estado, decidiese internalizar las externalidades, esto es,

compensar al empresario dándole como «premio» el excedente social que se generaría por pasar del punto A al B (representado por el área del triángulo  $ABC = 1/2 \cdot (Q_s - Q_p) \cdot (P_1 - P^*)$ ), entonces la función de demanda privada se desplazaría hacia la derecha hasta alcanzar el nivel social óptimo ( $Q_s$ ). (Lo que es equivalente a dar la subvención:  $1/2 \cdot (Q_s - Q_p) \cdot (P_2 - P^*) = ABC$ , directamente a los productores, a fin de que el precio de la electricidad-cogenerada disminuya hasta el nivel  $P_2$  ptas./kWh.).

Ahora bien, la selección de medidas eficientes para la internalización de las externalidades exige, en primer lugar, evaluar la magnitud y seriedad de todos los efectos externos significativos y, en segundo lugar, disponer de información detallada sobre los beneficios y costes que tales medidas producen a los distintos miembros de la sociedad, de forma que se pueda jerarquizar las posibles acciones del Estado en función de su nivel de «rentabilidad social». Finalmente, para que la intervención del Estado se pueda materializar en algún tipo de medida concreta, es necesario no solo cuantificar, sino también monetarizar, el conjunto de beneficios-costes sociales

(39) Con ello, se intenta neutralizar el efecto Renta de una variación de precios, de forma que se pueda analizar sólo los efectos sobre la eficacia (sin considerar los efectos sobre la equidad) de una medida de política energética.

no-económicos, de forma que se pueda calcular la compensación (gravamen) adecuada a las externalidades positivas (negativas) generadas por el consumo o producción de un bien.

Este análisis (generalmente basado en las técnicas del Coste-Beneficio) no ha sido todavía realizado por ninguno de los agentes que intervienen en el tema de la cogeneración, por lo que se desconoce el beneficio social NETO global de un posible plan nacional de cogeneración.

#### 4.2.1. *Análisis de las principales externalidades*

No obstante, el Lobby de los cogeneradores justifica la intervención del Estado en la presunción de la existencia de un beneficio social BRUTO positivo en las áreas que se analizan a continuación: Económica (derivado del «ahorro» de energía primaria), Macroeconómica (mejora del empleo), Medio ambiental (menor contaminación global), y Tecnológico-energética (tecnología descentralizada susceptible de utilizar combustibles renovables locales.

##### 4.2.1.1. «Ahorro» de energía primaria

El mayor rendimiento térmico de los sistemas de cogeneración representa para el Estado un «ahorro» (según la definición de Layman) (40) *de combustible primario* (véase gráfico n.º2), lo que constituye una externalidad positiva (deseable per se, según los conservacionistas (41), quienes lo llevarían al máximo técnicamente posible para minimizar el ratio Energía Primaria/PIB), que el Estado «debe» ayudar a internalizar.

(40) «Energy conservation is the amount by which energy consumption is reduced from the level that would have occurred otherwise».

(41) «Una entidad instituida (Grupo EVE), entre otras razones, para promover la utilización racional de la energía... debe apoyar firmemente cualquier procedimiento conducente a este fin... El objetivo... es muy claro: realizar el máximo del potencial (de cogeneración) detectado». ATEN (1987). «Jornadas de encuentros sobre cogeneración». Obra cit., pág. 3.

Sin embargo, una reducción del consumo de energía primaria («ahorro») no es socialmente deseable si se consigue a costa del «despilfarro» de otros recursos tan escasos y socialmente necesarios como la energía, es decir, si el coste social de alcanzar dicho resultado («ahorro») supera los beneficios sociales derivados del mismo. De ahí que no se puede tomar en consideración sólo el beneficio social bruto derivado del «ahorro» de energía primaria, como hacen los conservacionistas, e ignorar los costes de oportunidad en los que se incurre al obtenerlo, esto es, los beneficios sociales perdidos por no invertir en tecnologías alternativas y los costes sociales derivados de sustraer del sistema recursos (tanto privados como públicos) escasos susceptibles de empleos alternativos.

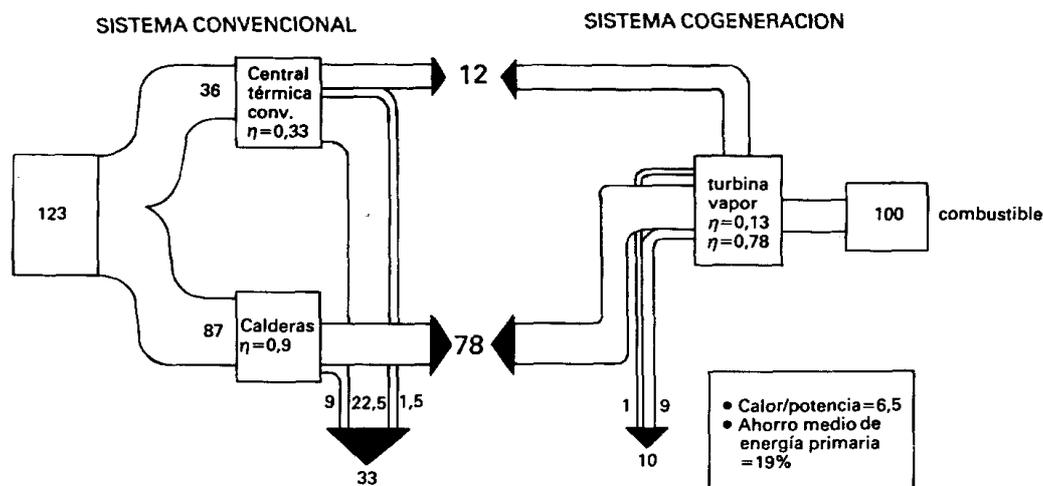
Por otra parte, para que el «ahorro» pueda ser considerado como una externalidad positiva es necesario, en primer lugar, que en el sistema eléctrico de servicio público no exista un exceso de capacidad instalada, ya que en esta situación la difusión generalizada de la cogeneración mantiene o aumenta el exceso de capacidad, con el consiguiente mantenimiento o aumento de los costes fijos (y el riesgo de entrar en una espiral de subidas de precios, para los no cogeneradores). De hecho, es una práctica habitual en los países occidentales el no pagar los costes de capacidad evitados cuando en el sistema existe un exceso de capacidad instalada (42). Situación en la que se encuentra en la actualidad el sistema eléctrico español. En efecto, según estimaciones provisionales efectuadas por la Secretaría General de la Energía (43), en el sistema eléctrico español probablemente no aparecerá un déficit significativo de potencia hasta, por lo menos, 1994. Déficit que puede retrasarse en aparecer

(42) «Whereas energy can be displaced and priced on an instantaneous basis, displacing an existing Kw of utility generation does not necessarily displace the fixed cost of utility capacity. Payments for capacity, therefore, are ordinarily justified only if the utility requires or will soon require additional capacity on its system.»

R. Zambo (1986). President of the Cogenerators Association of Florida (USA). «Cogeneration Economics», Chemical Engineering Progress, Vol. xxx, pág. 48.

(43) MIE (1987). «PEN-83. Informe al...». Obra cit., capítulo 5.

Gráfico n.º 2. Ahorro de Energía Primaria



3-4 años más si entra en funcionamiento algún grupo afectado por la moratoria nuclear, o si se importa energía eléctrica del exterior aprovechando las ventajas del mercado interior de la energía europea.

No obstante, los planes actuales de la Administración (Borrador del Decreto Ley) parecen apuntar a que el precio medio que tendrán que abonar las empresas eléctricas a los productores independientes, por la energía eléctrica entrega a la red, tendrá como referencia los costes (marginales) evitados a largo plazo (capacidad y combustible) al sector eléctrico.

#### 4.2.1.2. Mejora del nivel de empleo

De los posibles efectos de un plan de cogeneración en el área macroeconómica (PIB, Balanza de Pagos, Empleo) el más utilizado para justificar la intervención del Estado es el de la mejora del nivel del empleo. Sin embargo la relación existente entre un plan de co-generación y el nivel de empleo no es específica de las inversiones en estos sistemas. La compra e instalación de sistemas de cogeneración produce efectivamente un aumento del nivel de empleo, y probablemente genera algún tipo de efecto inducido (siempre y

cuando los sistemas sean nacionales); pero esto mismo puede decirse también de cualquier tipo de inversión. El potencial de creación de empleo, directo o indirecto, es, por tanto, ilusorio: no es el fin lo que cuenta, sino el efecto de una inversión adicional per se.

La mejora del nivel de empleo no es, pues, una externalidad positiva derivada de la bondad de las características inherentes de la cogeneración, y en cada caso habrá que evaluar si el beneficio neto social de un plan de inversiones en cogeneración es superior a su alternativo posible.

#### 4.2.1.3. Disminución de la contaminación global

La mayor eficiencia térmica de los sistemas de cogeneración tiende a hacerlos inherentemente menos contaminantes (menor nivel de emisión, menor disipación de calor) que las plantas convencionales del mismo tipo. Sin embargo, el principal impacto de la cogeneración en el medio ambiente no proviene tanto del menor consumo global de energía primaria como de la sustitución entre combustibles: carbón y fuelóleo, utilizado en las centrales convencionales, por gas natural, empleado en la mayor parte de los

sistemas de cogeneración (44). En consecuencia, esta externalidad positiva no se deriva tanto del sistema como del tipo de combustible utilizado:

*«Fuel oil replacement by natural gas implies a considerable decrease in SO<sup>2</sup> emissions and also some decrease in NO<sub>x</sub>. Generally there is two to three times less sulphur in processed natural gas than in coal or heavy fuel oil. In addition natural gas contains molecular nitrogen, but no nitrogen compounds: thus it produces less NO<sub>x</sub> than coal and oil when burned.» (45).*

Por otra parte, la cogeneración implica un aumento en el consumo de combustible de la empresa y, como resultado, un aumento en el nivel de contaminación local, algunas veces en zonas altamente sensibles (como son las grandes conurbaciones), generando externalidades de consumo negativas, cuya internalización, además de presentar enormes problemas de orden práctico, tiende a neutralizar las positivas (y a elevar los costes privados de la cogeneración), especialmente si se trata de una región que no produce la electricidad que consume (como es el caso de la CAPV).

En cualquier caso, el problema de las externalidades de consumo negativas asociadas al uso de ciertos combustibles no se resuelve con medidas particulares, sino con medidas de carácter general (legislación, anticontaminante, legislación sobre estándares de equipos, gravámenes fiscales), que internalicen (introduzcan en el mercado) los costes sociales derivados de su consumo privado.

#### 4.2.1.4. Descentralización de la producción de electricidad

Otra externalidad positiva asociada a la cogeneración es la posible reducción de las pérdidas económicas ocasionadas a la industria (y por lo tanto, menor pérdida de bienestar social) en caso de un fallo en el suministro de energía eléctrica, ya que se trata de una tecnología de suministro descentralizada.

(44) AIE (1988). «Emission Controls in Electricity Generation and Industry». OCDE (París) 1988.

(45) AIE (1988). «Emissions Controls...». Obra cit., pág. 28.

Pero, de nuevo, esta característica tiene sus aspectos negativos: a) riesgo de que la eléctrica de servicio público entre en la «espiral de la muerte»: si los cogeneradores independientes dejan de consumir de la red pública, los costes fijos de la compañía eléctrica deben repartirse entre un número inferior de clientes, con el consiguiente aumento de las tarifas, lo que a su vez animará a instalar más sistemas de cogeneración, y así sucesivamente hasta la teórica desaparición de la compañía eléctrica de s.p. b) Empeoramiento del perfil de la curva carga de la compañía eléctrica, al tener los cogeneradores una demanda más estable (2-3 turnos todo el año), c) Aumento de las dificultades para definir la potencia de reserva óptima (con el consiguiente riesgo de infrautilización) de la capacidad instalada o de cortes del suministro), y del precio sombra adecuado, d) Aumento de los riesgos por transporte y almacenamiento de material peligroso.

En el caso español, el beneficio neto social resultante de estas dos fuerzas parece ser negativo, ya que, de un lado, el riesgo de fallos en el sistema eléctrico viene minimizado tanto por el exceso de capacidad instalada como por la posibilidad de conexión con la red europea y, de otro, el impacto económico viene minimizado por la escasa incidencia que tiene la cogeneración en España (46): en torno a los 600 Mw., básicamente concentrados en dos regiones (CAPV y Cataluña), tres sectores económicos (química, alimentación y papel), y un solo tipo de combustible (gas natural).

#### 4.2.2. Algunas conclusiones en torno a las externalidades

1. No se pueden aceptar acríticamente recomendaciones generales sobre la conveniencia de apoyar la implantación de tecnologías de suministro de energía en función de la bondad de sus atributos inherentes (como la de la OCDE de 1978). Cualquier comparación de tecnologías alternativas requiere la elección previa de los criterios de comparación. Una elección particular

(46) A. del Río (1988). «El mercado de...». Obra cit., págs. 25-27.

refleja un punto de vista particular dentro un contexto económico-energético general determinado, por lo que no se puede «transvasar directamente la práctica de implantación de cogeneración en otras latitudes» (47). Además, una decisión basada en un análisis multicriterio exige ponderar los distintos criterios para obtener un indicador sintético, por lo que la «rentabilidad social neta» finalmente depende del contexto institucional del país (y de la escala de valores dominante).

2. No está clara a priori la existencia de un beneficio social NETO positivo derivado del uso privado de la cogeneración, esto es, no existen evidencias claras que delaten la existencia de un excedente económico-social susceptible de ser canalizado, por medio del Estado, hacia el fomento de las inversiones privadas en cogeneración, a fin de mejorar el nivel de bienestar social.
3. Aun suponiendo que existiese dicho excedente, no se ha realizado ningún análisis Coste-Beneficio que permita internalizar las externalidades, esto es, cuantificar y monetarizar los efectos externos para calcular la compensación (a los cogeneradores) adecuada por los beneficios sociales no compensados. Esta falta de información ha facilitado que las medidas tomadas por la Administración no hayan conseguido la internalización (por exceso: ayudas superiores a los beneficios sociales no compensados, o por defecto: ayudas incapaces de arrastrar la inversión). El IDAE, por ejemplo, renunció en 1987 a seguir dando subvenciones, argumentando, entre otras cosas, que no eran decisivas para la realización de la inversión. Por otra parte, el Estado no es perfecto, la ayuda pública depende de las personas públicas, por lo que es posible que algunas medidas se hayan tomado (o se vayan a tomar) sin justificación económica (eficiencia) alguna, bien debido a su rentabilidad «política» o bien a la necesidad de dar cumplimiento a lo dispuesto en el

PEN-83. Aunque en este último caso, el propio PEN-83 señala que «en primer lugar es necesario disponer de una información más precisa, tanto del potencial de ahorro como de la rentabilidad económica para el usuario y la sociedad de los proyectos de ahorro y conservación» (48).

4. Aun en el supuesto de que el cálculo hubiese sido correcto (tarea realmente difícil de realizar en la práctica, ya que no existe, por definición, un mercado en el que se expresen, vía precios, las preferencias individuales de las personas afectadas), las empresas suelen ser poco sensibles a los estímulos económicos diseñados para internalizar las externalidades positivas (la demanda de ayuda pública depende más del beneficio neto privado esperado). De ahí que las ayudas económicas calculadas en función del beneficio social derivado del uso privado de sistemas de cogeneración no siempre tengan el efecto deseado, y únicamente sirvan para proporcionar un «free ride» (49) a las empresas. A este respecto cabe señalar que la experiencia europea parece sugerir que el efecto «free-rider» en los programas de ayuda financiera para el fomento de las medidas de ahorro y conservación de energía ha sido relativamente alto (50), lo que ha disminuido significativamente su eficacia. Esto explica que en la práctica no esté garantizado el éxito una estrategia de promoción de la cogeneración como la siguiente:

«Los planes de desarrollo de proyectos de cualquier tipo, deben basarse en la rentabilidad objetiva de las inversiones y no en incentivos establecidos para modificar (indefinidamente) el análisis económico. Sin embargo, un plan ambicioso en el tiempo y en el

(48) PEN-83. Obra cit., pág. 421.

(49) Según la AIE «A free-rider would be the participant in a programme who would have undertaken the activity even in the absence of the programme». AIE (1987). «Energy Conservation...». Obra cit., pág. 228.

(50) Comisión de las Comunidades Europeas (1984). COM (84) 36 Final. Bruselas, 2 febrero 1984.

(47) J.M. Martínez Urquijo (1988). «Los Agentes de la Cogeneración». Revista Atenergia, 1988, n.º3, pág. 6.

espacio, requiere una primera etapa de promoción intensiva que proporcione un factor motivador adicional a quienes primero adopten la decisión. En este tema juegan papeles decisivos las subvenciones, los beneficios fiscales, la libertad de amortización y la disponibilidad de créditos a interés preferenciales. Estos incentivos o otros similares mejoran apreciablemente la rentabilidad del proyecto y contribuyen a la aceleración de las decisiones iniciales.» (51).

A no ser que los cogeneradores reciban una ayuda calculada en función de factores no relacionadas con el beneficio social neto derivado del uso privado de sistemas de cogeneración; en cuyo caso se corre el riesgo de desorientar a los agentes privados en sus decisiones de inversión (de lo cual ya existen algún precedente) pudiéndoles ocasionar serias pérdidas económicas.

#### 4.3. Barreras a la libre competencia

Una tercera línea de razonamiento sostiene que la expansión de la cogeneración necesita el apoyo del Estado porque puede verse frenada por la política de precios de las eléctricas, ya que su estructura de tarifas no refleja los costes individuales de suministro, al estar regulada por el Estado. Este hecho permite a las eléctricas ofrecer a los cogeneradores potenciales unos precios disuasorios (por debajo de los establecidos para otros clientes similares), trasladando a los no-cogeneradores los costes evitados a los cogeneradores, de la misma forma que los usuarios urbanos subsidian a los usuarios rurales, al pagar los primeros precios por encima, y los segundos por debajo, de lo que realmente le costaría a la compañía servirles.

Las razones que explican este comportamiento (el de evitar la expansión de la cogeneración) de las eléctricas son de muy distinta índole, entre las que cabe citar: a) El miedo de las eléctricas a entrar en la «espiral de la muerte», debido al exceso de capacidad instalada; b) la existencia de costes de transacción y/o de problemas técnicos relativamente

importantes; c) la falta de interés en centrales inferiores a los 400-500 Mw. (debido a la regulación de la tasa de retribución del capital propio, o para aprovechar economías de escala); d) la inercia institucional que las impide entrar en un mercado nuevo (producción de calor) en el que no tienen experiencia.

Cualquiera que sea la razón, la solución «obvia» para contrarrestar dicho efecto no es la de subvencionar (vía presupuesto o tarifas) a los cogeneradores potenciales; ni la de dictar disposiciones administrativas ad hoc. No son estas medidas las más adecuadas para evitar unas prácticas de «competencia desleal» que son factibles gracias a la propia acción reguladora del Estado en el sector eléctrico, y que surgen como reacción, en un intento de autodefensa, a dicha acción.

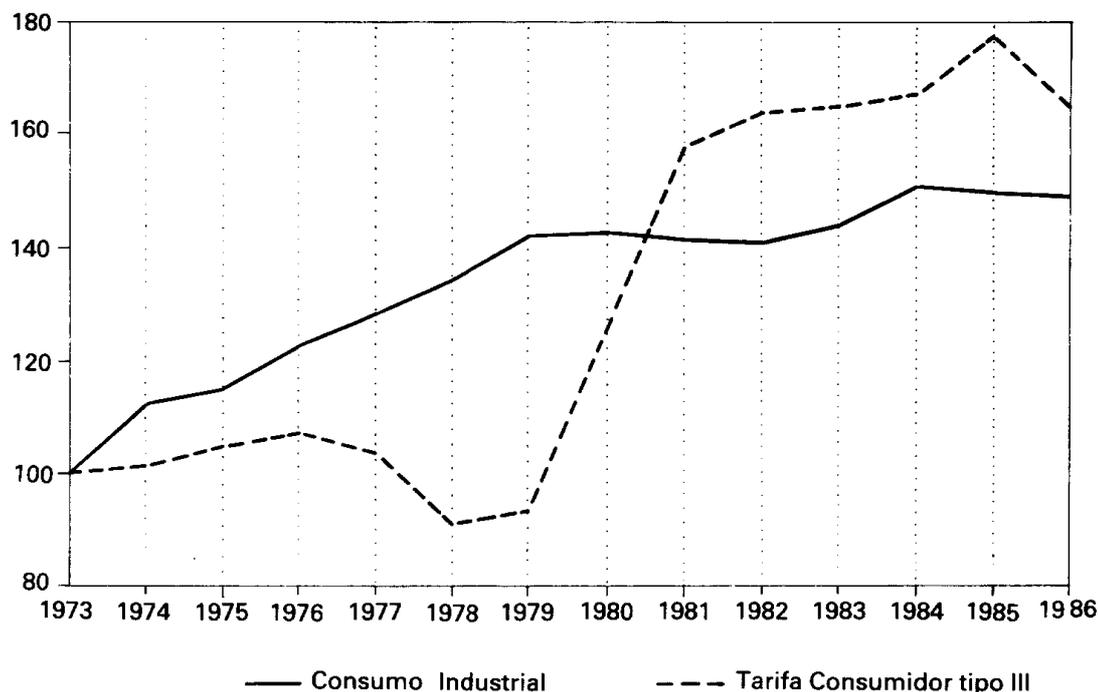
Precisamente, ha sido la acción reguladora del Estado en el sector eléctrico, levantando barreras a la libre competencia, bien por razones de seguridad nacional y/o de equidad social, la que ha ido generando una serie de distorsiones económicas (tarifas de «subsidio cruzado», tendencia a la sobreinversión, falta de incentivos para economizar) que están en el origen de la pérdida de competitividad (especialmente en ciertos segmentos de consumo) de las eléctricas en los años 80, y por ende del mayor atractivo económico de la cogeneración, ya que a partir de 1979 el Estado se vio obligado a trasladar a los usuarios (vía tarifas) no sólo todo el impacto del aumento del precio del petróleo, contenido hasta entonces por razones «sociales», sino además parte del coste necesario para corregir los efectos derivados de la política energética anterior (véase gráfico n.º3).

En efecto, la fuerte subida de las tarifas industriales, a las que el Estado transfirió, en favor de las domésticas, una parte mayor del coste del ajuste necesario para sanear el sector, y las expectativas de que seguirían subiendo (o al menos que no se reducirían), debido al elevado endeudamiento de las eléctricas, junto con la política de subvencionar los precios del gas natural, para facilitar (52) su

(51) J.M. Martínez Urquijo (1987). «Apuntes para el...». Obra cit., pág. 19.

(52) A lo que contribuyó la política de mantener los altos precios de los derivados del petróleo (con un componente fiscal muy importante) para desincentivar su consumo, con ajuste al alza, pero rígidos «coyunturales» a la baja, en función de los precios del petróleo.

Gráfico n.º 3. **Evolución Consumo y Precio de la electricidad en la industria. Precios const. 1973 (base 1973 = 100)**



Fuente: EVE y OCDE.

penetración en la industria (y así poder hacer frente a las obligaciones derivadas del contrato de suministro firmado con Argelia), acabó por abrir la puerta del mercado eléctrico industrial (especialmente el de los grandes consumidores) a los/nuevos competidores»: Capital —tecnologías más eficientes—, combustibles y electricidad extranjera (véase gráfico n.º 4).

Forzar aún más este proceso, obligando a las eléctricas a pagar, de una u otra forma los costes de la política de fomento a la cogeneración, no hará otra cosa que agravar más los problemas del sector. De ahí que la mejor forma de evitar la «competencia desleal», y de favorecer el desarrollo de la cogeneración sin introducir en el mercado perturbaciones económicas, y por ende la más conveniente desde el punto de vista de la eficiencia económica, es continuar en la línea inicialmente propuesta por el PEN-83: establecer una estructura tarifaria

basada en el principio de que el precio debe reflejar (en lo posible) (53) el coste marginal de producción y distribución esperado a largo plazo (54). Principio que sigue guiando la política de precios energéticos del Gobierno español:

*«The basic principle of the (Spanish) Government's pricing policy is that prices should reflect production and distribution cost including the long term marginal cost of supply.» (55).*

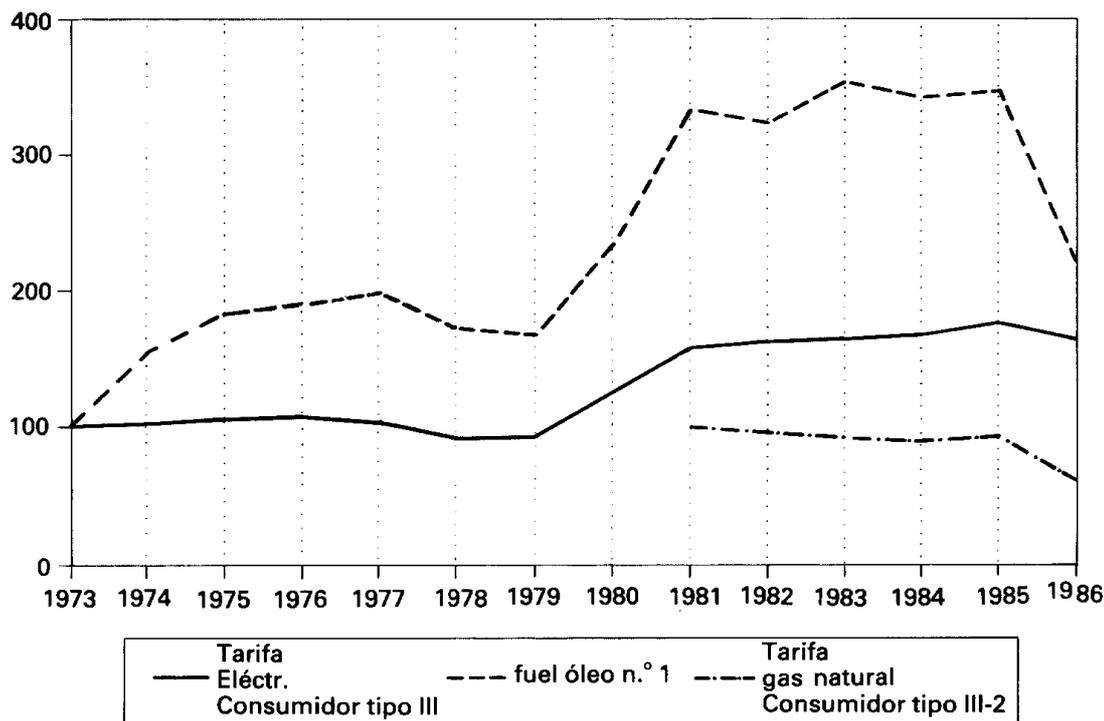
Y en el que se ha fundamentado el nuevo sistema de determinación de tarifas eléctricas (o Marco Legal Estable de 1987) actualmente vigente.

(53) La condición de que reflejan exactamente «el coste de producción en una hora día/año determinado y el nivel del voltaje» es quizás muy exigente, tanto socialmente (equilibrio eficiencia-equidad), como técnicamente.

(54) AIE (1988). Obra cit., pág. 383.

(55) Real Decreto 1538/87, de 11-12-1987.

Gráfico n.º 4. Índices de Evolución Precios Energía en Industria Ptas. const. 1973 (base 1973 = 100)



Fuente: Fichas precios EVE.

Este nuevo sistema tarifario, que tiene por objeto «facilitar la gestión y planificación empresarial, a la vez que incentivar la búsqueda del mínimo coste» (56), y las medidas establecidas para discriminar las tarifas en función del tipo de cliente, el tiempo de consumo, y la garantía del suministro, van a permitir reducir el componente de «subsidio cruzado» introducido por el Estado, tanto en el nivel como en la estructura tarifaria, mejorando con ello la competitividad de la electricidad de servicio público. En este contexto, si la cogeneración es un instrumento que puede efectivamente reducir los costes de generación de la electricidad, entonces no será necesario exhortar a las eléctricas a cooperar con los cogeneradores potenciales.

(56) Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1987.

Sin embargo, esta estrategia no es neutral, tiene implicaciones (57) económicas, energéticas y sociales diversas, que deben hacerse explícitas. Por un lado, este nuevo sistema de calcular las tarifas está diseñado para hacer más competitiva (atractiva) la electricidad de servicio público, lo que sin duda va a frenar el desarrollo de los «sistemas de cogeneración» (58) que sólo sean económicamente viables desde un punto de vista «social». Con ello, el Estado está primando la expansión del «sistema convencional» basado en unidades centralizadas (grandes)

(57) F. Hvelplund (1987). «Energy Conservation, Decentralization of Cogeneration Systems, and Public Intervention». Scandinavian Housing and Planning Research 4, 1987, págs. 1-15.

(58) K. Illum (1986). LOCUS-SYSTEM (Local Cogeneration Utility systems for efficient utilization of Windpower). The European Wind Energy Conference. Rome 7-11th October 1986.

abastecidas con combustibles fósiles, lo cual va a poner en peligro la consecución de los objetivos, fijados por la CEE para el año 1995, de reducción del consumo energético y el de mayor utilización de energías renovables (59).

Por otro lado, se sustrae del debate público abierto las decisiones sobre la fijación de las tarifas eléctricas, primando el principio de la eficiencia económica sobre el de la equidad social, y reduciéndolo al ámbito de las opiniones de los «expertos» en costes, o a las reglas del marketing.

Sin embargo, cualquier otra solución, no sólo es fuente de efectos económicos negativos a medio plazo, sino que conlleva un agravio comparativo hacia los no-cogeneradores, ya que:

1. Los cogeneradores se libran (con la ayuda del Estado) de pagar el extra-coste (que en algunos casos supone un 20 % de la tarifa) impuesto por el Estado en nombre de la equidad social o de la seguridad nacional.
2. Se ralentiza el proceso de ajuste temporal para acabar con el exceso de capacidad instalada, y por tanto se retrasa la fecha de la disminución generalizada de las tarifas como consecuencia de la desaparición de los costes derivados del exceso de capacidad.
3. Cuanto más se aproxime el precio (fijado por Real Decreto) de la electricidad-cogenerada vertida a la red al coste medio de generación de las empresas eléctricas menor será el beneficio social (y el de la eléctrica) derivado del mayor rendimiento térmico de la cogeneración. Si se obliga a las eléctricas a comprar la electricidad-cogenerada a un precio superior a su coste medio, resulta que son los no-cogeneradores (y las eléctricas, por perder competitividad) los que están financiando el desarrollo de la

(59) «En las circunstancias actuales, se consideró que se debía dar una importancia sustancial en el programa al rendimiento energético y a los combustibles fósiles por su capacidad de producir resultados prácticos a corto plazo, mientras que las energías renovables se deberían afianzar más a largo plazo». COM (88) 388/2 final. Comisión Unidades Europeas (1988).

cogeneración (y, por lo tanto, el desarrollo del sector de bienes de equipo y el del gas natural).

Por otra parte, la cogeneración ni siquiera es necesaria como acicate para mejorar la competitividad de las eléctricas de servicio público (a diferencia con el mercado americano), ya que son las propias eléctricas las más interesadas en mejorar su competitividad, debido a la incapacidad demostrada por el Estado para «garantizar» la recuperación de las inversiones realizadas (los «nuevos competidores» han roto de hecho el «monopolio legal» de las eléctricas). Este hecho, y la percepción de que se ha terminado un ciclo inversor (60), está forzando a las eléctricas a luchar por aumentar su cuota de participación en el mercado de la ENERGÍA (no sólo en el segmento de la electricidad), intentando:

1. Disminuir el componente de subsidio cruzado existente en las tarifas eléctricas.
2. Aumentar la calidad (homogeneidad, fiabilidad) de su producto (ya de por sí alto).
3. Cambiar su objetivo estratégico: de minimizar los costes de generación y distribución a minimizar el coste de los «servicios energéticos» suministrados a sus clientes (Least Cost Alternative).
4. Retrasar en lo posible los costes asociados a la nueva construcción de potencia (aversión al riesgo), en buena parte debido a la incertidumbre existente sobre la evolución futura del consumo de electricidad, de la política de precios de los combustibles, y de la legislación sobre medio ambiente, mediante «el alargamiento de los ciclos de vida de las instalaciones, el aumento del factor de disponibilidad, el mantenimiento preventivo y la disminución del período de entretenimiento y recarga del combustible» (61).

(60) J. Garrido (1988). D.G. de IBERDUERO. «Situación Financiera del Sector Eléctrico Español». Revista Economía Industrial, mayo-junio 1988, págs. 87ss.

(61) F. Fuster (1988). Presidente de ENDESA. «Los Retos del Futuro para las Empresas Eléctricas». Revista Economía Industrial, mayo-junio 1988, pág. 38.

5. Luchar por un mayor grado de flexibilidad frente a la demanda y de capacidad de maniobra frente a los poderes públicos (el Estado aún se reserva la facultad de determinar el número y las características de las centrales a construir, o a desmantelar), mediante el aumento del período óptimo de inversión, la selección de tecnologías con un menor tiempo de construcción, y la disminución del tamaño de las centrales (por encima de los 400-500 Mw. las economías de escala no son muy pronunciadas y, sin embargo, las necesidades de capital son mucho mayores).

Precisamente, la cogeneración es un instrumento más al servicio de las eléctricas de servicio público para mejorar la competitividad de su producto. Sólo de esta forma, en el contexto económico-energético e institucional actual, la sociedad puede beneficiarse de la mayor eficiencia térmica de los «sistemas de cogeneración»:

*«Development of CHP, WHEN THEY ARE ECONOMICALLY VIABLE, can have overall beneficial effects, both in terms of efficient use of energy and environmental policy.» (62).*

## 5. CONCLUSIONES

Algunas de las principales conclusiones que se derivan del análisis realizado son las siguientes:

1. La existencia de un «fallo de mercado» no es razón suficiente (aunque sí necesaria) para justificar la intervención del Estado en nombre de la eficiencia económica, ya que en la mayor parte de los casos su efecto sobre la asignación de los recursos es mínimo (de hecho en todos los mercados reales existe algún grado de desviación con respecto a las condiciones ideales). Además, la intervención del Estado no siempre es capaz de corregir el «fallo» del mercado en la práctica, ya que su acción también genera externalidades cuyos efectos pueden ser tan o más negativos (para la

eficiencia económica) que los derivados de las «imperfecciones» del mercado que se pretenden corregir. Por ello, cualquier propuesta de intervención estatal en un mercado, en nombre de la eficiencia económica, debe ir acompañada de un análisis comparativo detallado de los efectos del «fallo de mercado» y del posible «fallo de Estado». Dicho análisis no ha sido realizado para el caso de la cogeneración.

2. Ninguna de las externalidades positivas asociadas al uso privado de sistemas de cogeneración parece tener a priori la entidad suficiente como para justificar el apoyo del Estado a los cogeneradores potenciales por los posibles beneficios sociales no compensados. Lo que unido a las dificultades prácticas que (de hecho) existirían para su posible internalización, y a que, en cualquier caso, dichas externalidades no le son exclusivas (esto es, se pueden resolver con medidas de carácter general), desaconseja totalmente la intervención específica del Estado, al menos, en nombre de la eficiencia económica, para el fomento de la cogeneración.
3. La intervención del Estado en el sector eléctrico subvencionando a los cogeneradores potenciales, dictando disposiciones administrativas ad hoc, o imponiendo «acuerdos» (sobre tarifas) al margen de las condiciones del mercado, no parece ser la mejor forma de corregir las «imperfecciones» del mercado que permiten a las eléctricas «obstaculizar» el desarrollo de la cogeneración. Precisamente, si el coste total de suministrar electricidad y calor puede reducirse instalando un sistema de cogeneración, el cogenerador estará (por definición) en posición de poder compartir una parte de los beneficios con la compañía eléctrica, vía unos precios de cesión por debajo de los del mercado, y por tanto las eléctricas siempre estarán dispuestas a cooperar, para así minimizar sus costes de suministro. La solución no pasa por aumentar la ya de por sí excesiva intervención del Estado en el sector eléctrico, sino por desregular la producción y el sistema tarifario eléctrico, de forma que

(62) AIE (1988). «Emission Controls...». Obra cit., pág.

- las eléctricas tengan incentivos para pasar de vender únicamente electricidad (a sus abonados) a vender «servicios energéticos» (a sus clientes), con el consiguiente «ahorro» de energía primaria.
4. Los mercados energéticos internacionales parecen funcionar lo suficientemente bien, en el sentido de que son básicamente las fuerzas del mercado las que determinan el precio de la energía, como para no exigir la intervención del Estado, ni para ayudar a la cogeneración (vía precios) ni con carácter general (estableciendo una política de «estabilidad de precios energéticos»). Lo que no es óbice para que se siga una política destinada a mejorar el conocimiento que los agentes económicos tienen sobre las condiciones de los mercados energéticos y de los planes de las autoridades energéticas, de forma que se eviten las distorsiones de mercado derivadas de información parcial e imperfecta.
  5. La falta de respuesta de las empresas privadas a la cogeneración (y en general a los altos precios de la energía) parece deberse más a los elevados costes del capital, o la inercia o ignorancia de los agentes económicos sobre la nueva situación económico-energética, que al riesgo de variaciones «perversas» en los precios de los distintos tipos de energía.
  6. El desarrollo de la cogeneración debe ser, por tanto, el resultado de un proceso guiado por las señales (precios) del mercado, y no «forzado» por la acción de las autoridades energéticas, lo que además puede dar origen a importantes perturbaciones económicas. Perturbaciones que ya se empiezan a manifestar en los Estados Unidos, donde se acusa a la *Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA/1978)* de estimular la aparición de un número excesivo de productores independientes, lo que ha provocado:
    - a) El desinterés de las eléctricas por asumir los riesgos de creación de nueva potencia eléctrica (63).
    - b) La competencia «desleal» de las propias eléctricas sobre los productores independientes, en un intento de autodefensa, mediante filiales creadas para aprovechar el potencial existente.
  7. La rápida aceptación del principio de la internalización de las externalidades por parte de la Administración parece ser la consecuencia directa de:
    - a) La mayor facilidad de implementación de medidas de tipo particular que las de tipo general, de carácter más difuso y con implicaciones indirectas más difíciles de prever, y cuyos resultados (aparentes) se pueden contabilizar fácilmente, y presentar de forma clara ante la opinión pública en la Memoria anual.
    - b) La inercia institucional de las agencias de energía, que no renuncian a tomar medidas que justifiquen el fin para el que fueron creadas en su día, a pesar de que la situación energética sea muy diferente. Olvidando, además, que quienes predicán el ahorro de energía como un fin en sí mismo, deben suministrar las evidencias que demuestren que el mercado no es capaz de fijar precios que reflejen el verdadero coste marginal social del consumo (o la producción) de energía.

(63) «For example. California Utilities will not be building any new power plants in the foreseeable future because there are so many QFs (PURPA qualifying facilities)». D. Bain (1987). (Oregon Department of Energy) «PURPA Potpourri».

Sobre la necesidad de la ayuda del Estado para fomentar la autogeneración de la electricidad en la...