



**LOS COSTES EXTERNOS EN LOS MODELOS ENERGÉTICOS
GLOBALES DE OPTIMIZACIÓN.
UNA HERRAMIENTA PARA LA SOSTENIBILIDAD.**

por

Helena Cabal Cuesta

Directora:

Yolanda Lechón Pérez

Mayo, 2007

Departamento de Estadística e Investigación Operativa

Universidad Rey Juan Carlos

A mis padres

AGRADECIMIENTOS

Una vez concluido este trabajo quiero expresar mi agradecimiento:

A mi directora de tesis, Yolanda Lechón, por guiarme en este proyecto, por la claridad de sus planteamientos, sus valiosas aportaciones, su interés y su esfuerzo. Porque he sido muy afortunada al tenerla como directora además de amiga.

A Maryse Labriet, con quien además de despacho comparto otras muchas cosas, por todas sus explicaciones, recomendaciones y su apreciada contribución.

A mi tutor en la Universidad Rey Juan Carlos, Javier Martínez Moguerza, por sus comentarios y colaboración a lo largo de este proceso y por su amabilidad.

A Rosa Sáez, responsable de la Unidad de Análisis de Sistemas Energéticos del Ciemat, por darme la oportunidad de desarrollarme profesionalmente en este grupo, su confianza y sus buenos consejos.

A Antonio Alonso, Director del Departamento de Estadística e Investigación Operativa de la Universidad Rey Juan Carlos, por su atención y cordialidad.

A Natàlia, Merche y Jorge por su apoyo y preocupación.

Ya en el terreno personal quiero mostrar mi profundo y eterno agradecimiento a mis padres, Ketty y Norberto, y a mi hermana Sonsoles. Gracias a ellos he terminado este recorrido porque me han regalado su tiempo, sin el cual me hubiese demorado indefinidamente. Gracias por su amor y sus desvelos. Porque lo que soy y tengo se lo debo a ellos.

Gracias a mi querida hija Claudia por compartir mi estudio y mis ilusiones.

Gracias a mi sobrina Bahar por su reconfortante sonrisa.

Gracias a Miriam y Carlos, Carolina, Geli y Virginia por sus constantes ánimos y muestras de cariño a lo largo de este proyecto y de otros retos anteriores ya superados.

INDICE

Los costes externos en los modelos energéticos globales de optimización. Una herramienta para la sostenibilidad.

Capítulo I. INTRODUCCIÓN	1
Capítulo II. OBJETIVOS	5
Capítulo III. ESTADO DEL ARTE	9
1. Desarrollo sostenible.....	9
1.1. Antecedentes.....	10
1.2. Economía y desarrollo sostenible.....	11
1.3. Medio ambiente y desarrollo sostenible.....	16
1.4. Política y desarrollo sostenible.....	19
1.5. Energía y desarrollo sostenible.....	23
2. Externalidad y desarrollo sostenible.....	26
2.1. Teoría de las externalidades.....	26
2.2. Coste total de la energía.....	27
2.3. Cuantificación de externalidades.....	28
2.4. Aplicaciones de la cuantificación de las externalidades.....	29
3. Modelización energética.....	30
3.1. Modelos.....	30
3.2. Clasificación de modelos energéticos.....	31
3.3. Algunos modelos energéticos.....	32
3.4. TIMES.....	37
3.5. Aplicaciones de la familia MARKAL.....	45
4. Tecnologías de generación eléctrica.....	45
4.1. Energías renovables.....	45
4.2. Combustibles fósiles.....	54
4.3. Energía nuclear.....	57
Capítulo IV. METODOLOGÍA	63
1. Metodología de los costes de electricidad.....	63
2. Metodología ExternE.....	64
3. Optimización lineal.....	68
4. Herramientas.....	69
4.1. El generador de modelos, TIMES.....	69
4.2. El lenguaje de programación, GAMS.....	70
4.3. El solver, CPLEX.....	72
4.4. El modelo, EFDA-TIMES.....	72
4.5. VEDA.....	76
4.6. Escenarios.....	77
Capítulo V. RESULTADOS	79
1. FASE I: Costes directos.....	79
1.1. Fuentes de datos.....	79
1.2. Costes directos de la electricidad.....	82
2. FASE II: Costes externos medioambientales.....	84
2.1. Factores de emisión.....	85
2.2. Costes medioambientales de los GEI.....	88
2.3. Mercado de emisiones.....	92
2.4. Costes externos medioambientales de la electricidad.....	93
3. FASE III: Efectos de la internalización de los costes externos.....	99

3.1.	Aproximación estática	100
3.2.	Aproximación dinámica	102
4.	FASE IV: Escenarios	121
4.1.	Tasas de emisión.....	121
4.2.	Promoción de las energías renovables	127
4.3.	Energía nuclear: moratoria	132
5.	Resumen de resultados	133
5.1.	Cálculo de los costes directos	133
5.2.	Cálculo de los costes externos	133
5.3.	Internalización de los costes externos.....	134
5.4.	Internalización y sostenibilidad.....	134
5.5.	Escenarios.....	136
	Capítulo V. CONCLUSIONES	139
	Referencias	141
	Glosario	149
	Anexo I. Factores de emisión.....	151
	Anexo II. Costes directos	157
	Anexo III. Costes externos	159
	Anexo IV. Costes totales. Aproximación <i>estática</i>	161
	Anexo V. Cuadro resumen de casos y escenarios analizados	163
	Índice de figuras	165
	Índice de tablas	167

Capítulo I. INTRODUCCIÓN

El 16 de febrero de 2005 entró en vigor el Protocolo de Kyoto que obliga a 141 países adheridos a cumplir sus compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En julio de 2006 eran 74 los países que lo habían ratificado. El objetivo global del Protocolo es alcanzar una reducción en las emisiones de estos gases del 5,2% frente a las de 1990 en todo el planeta entre los años 2008 y 2010. Nuestro país, en el marco del Protocolo, está obligado a no exceder el incremento de las emisiones de GEI en un 15% respecto a las emisiones de 1990. En la actualidad, se estima que el aumento supera ya el 45%.

Son varios los sectores que contribuyen al calentamiento global con sus emisiones de gases a la atmósfera: el sector eléctrico, las industrias papelera, siderúrgica y cementera, las refinerías de petróleo, etc. De todos ellos, es en el sector eléctrico en el que se ha centrado este trabajo de tesis doctoral, por ser éste el que más contribución tiene dentro de todos los contemplados en el actual Plan Nacional de Asignación de Emisiones.

La generación de electricidad da lugar a diferentes daños medioambientales de mayor o menor envergadura según la tecnología utilizada. Su consumo está firmemente ligado al desarrollo económico de un país o región y la demanda, que va en aumento, ha de cubrirse intentando, dentro del marco de un desarrollo sostenible, disminuir los impactos medioambientales mediante el uso racionalizado de la energía y la incorporación de nuevas tecnologías más limpias y respetuosas con el medio ambiente.

Existen muchos estudios de impacto ambiental de centrales térmicas de combustibles fósiles, nucleares e incluso de instalaciones de energías renovables como parques eólicos o fotovoltaicos. Estos han dado resultados indicativos de los impactos y daños derivados del proceso de producción de electricidad en estas plantas. Son pocos los trabajos que además acometen el estudio de las fases anteriores, o *upstream*, y posteriores, o *downstream*, del ciclo como la extracción y transporte del combustible, la construcción de la planta y su desmantelamiento y la gestión de los residuos. La incorporación de estas etapas al estudio de impacto ambiental cambiaría los resultados actuales. Es por todos conocido el problema que en la energía nuclear origina la gestión de los residuos radioactivos o también, esta vez de un modo positivo, la captación del CO₂ emitido por una planta de combustión de biomasa por parte de las especies cultivadas para su alimentación. Un estudio completo de un ciclo de combustible, cualquiera que sea, requiere del análisis de todas y cada una de sus etapas, de los impactos derivados de cada una de ellas y de sus efectos sobre los distintos receptores. El conocimiento de los daños o beneficios permite una comparación entre las distintas opciones de generación eléctrica. Esta comparación puede hacerse en unidades de daños sobre la salud por kilovatio-hora producido cuando los receptores son los trabajadores o la población en general, en unidades de daños en cultivos por kilovatio-hora, etc... Un paso más adelante es darle a estos daños un valor económico, dando los resultados de la evaluación en unidades monetarias por kilovatio-hora (euros/kWh). El coste o beneficio de estos impactos se conoce como coste externo o externalidad

medioambiental y se define como el coste o beneficio asociado a una actividad económica concreta que percibe la sociedad o el medio ambiente y no está incorporado al precio del producto que lo ocasiona. La existencia de estos costes externos origina un fallo de mercado al no asignarse los recursos de forma eficiente. Esto puede considerarse como una subvención a las tecnologías más perjudiciales para el medio ambiente frente a otras más limpias. Una justa comparación entre las distintas tecnologías implicaría sumar estos costes externos medioambientales al coste directo o privado. Esto afecta al precio de kilovatio-hora producido que en la actualidad solo se basa en el coste directo. La introducción del concepto de coste externo daría un precio más acertado que se ajustaría más a la realidad al considerar el coste total suma de los dos anteriores.

Por otro lado, los gobiernos de todas las naciones se esfuerzan en establecer planes de futuro que conduzcan a sus países a un equilibrio que, permitiendo el progreso y el desarrollo económico, no entre en conflicto con la protección global al medio ambiente y a la salud y bienestar de sus ciudadanos. Estos planes han de elaborarse con un espacio temporal lejano de cara a la mejor planificación desde el presente y deben tener en cuenta soluciones ya existentes, en fase de investigación y desarrollo, y futuras o previsibles. Todo ello, a su vez, en un dominio espacial mundial dado el alcance espacial de los contaminantes implicados, su permanencia en el tiempo y sus efectos transnacionales y globales.

Una herramienta óptima de apoyo en la toma de decisiones políticas que afectan a temas energéticos, económicos y medioambientales (E3) son los modelos energéticos globales. Estos modelos proporcionan información sobre escenarios futuros que el usuario puede diseñar según su objetivo de estudio. De este modo se puede analizar la influencia de la incorporación de nuevas tecnologías más limpias, de estrategias de reducción de emisiones como la aplicación de tasas de emisión, del funcionamiento de un mercado global de emisiones, etc. Hasta el momento los datos de entrada de estos modelos son de tipo económico (costes de inversión de la planta, costes de combustible, producto interior bruto de cada país), medioambiental (emisiones de GEI) y tecnológico (capacidad instalada de cada tecnología, eficiencia, disponibilidad, factor de capacidad), no incorporando datos sobre costes externos. Ésta incorporación es por lo tanto una de las aportaciones principales de este trabajo de tesis doctoral.

La inclusión de los costes externos medioambientales de cada tecnología de generación eléctrica en estos modelos proporcionará resultados que analizados en base a unos indicadores nos mostrarán el efecto de la internalización de las externalidades en el mercado de la energía y en la competitividad entre las distintas opciones de generación.

El capítulo II de este trabajo presenta el objetivo general y las distintas fases para su realización. En el capítulo III se muestra el estado del arte de los costes externos y la modelización energética dentro de un marco de desarrollo sostenible. Además se hace una breve descripción de las tecnologías de generación eléctrica objeto de este estudio. El capítulo IV

define la metodología y herramientas utilizadas. El capítulo V muestra los resultados del cálculo de los costes privados y externos de todo el ciclo de vida de las tecnologías de generación eléctrica analizadas, de los efectos de la internalización de estos costes externos y de ejecutar el modelo para distintos escenarios. Y por último, el capítulo VI expone las conclusiones, entre las que cabe destacar las siguientes:

- La internalización de las externalidades modifica de forma considerable la estructura del sistema eléctrico hacía un sistema más sostenible.
- La incorporación de las externalidades a los modelos hace de ellos una herramienta de gran utilidad para la evaluación y análisis de las consecuencias que sobre la sostenibilidad del sistema eléctrico global tiene la toma de determinadas decisiones políticas y económicas.

Capítulo II. OBJETIVOS

El objetivo general de esta tesis doctoral es el análisis de los efectos de la internalización de los costes externos debidos a gases de efecto invernadero (GEI) en la estructura de los sistemas energéticos futuros como una herramienta de apoyo en la toma de decisiones para alcanzar la sostenibilidad de los mismos.

Las aportaciones de este trabajo son varias. Primero, una revisión bibliográfica detallada a partir de la cual se han calculado unos costes directos, externos y totales de la generación de electricidad. Segundo, una metodología para la inclusión de los costes externos medioambientales de las emisiones de gases de efecto invernadero en la estructura de un modelo energético global de optimización. Esto permite la consideración conjunta de los criterios medioambientales y económicos en la obtención de una solución óptima para la composición del sistema energético global presente y futuro. Y por último, la aplicación de la metodología a distintos escenarios de interés.

El enfoque principal de esta tesis doctoral es el sector de generación eléctrica. Se analizarán en detalle las tecnologías actuales y futuras de generación, se revisarán sus costes, tanto internos como externos, y se explorarán las consecuencias de la internalización de estas externalidades sobre la estructura del sistema de producción eléctrica.

La internalización de los costes externos se realizará siguiendo primero una aproximación *estática* que consiste en incrementar los costes del kilovatio-hora producido aplicando unos costes externos de CO₂. La metodología a seguir para este análisis es la metodología *LEC (Levelised Electricity Costs)* de los costes de electricidad, (OECD, 1998). Esta primera aproximación *estática* permitirá evaluar los efectos sobre la competitividad económica de las diferentes tecnologías incorporando criterios medioambientales a través de distintas externalidades de CO₂. Esta competitividad económica determinará de forma clara las posibilidades de penetración de cada tecnología en el sistema de generación eléctrica.

La segunda aproximación que se utilizará está basada en un enfoque *dinámico* mediante el uso del generador de modelos energéticos globales de optimización *TIMES*. Este generador de modelos permite analizar la estructura del sistema energético global y optimizarlo, desde el punto de vista económico y medioambiental, con un horizonte temporal de 50 años. La inclusión de los costes externos calculados para cada una de las tecnologías en la estructura del modelo permite evaluar las consecuencias de esta internalización teniendo en cuenta el sector energético en su conjunto con las interacciones entre los distintos sectores de demanda (residencial, comercial, industrial, agrícola y transporte) y el sector de generación eléctrica.

Para alcanzar el objetivo general, el trabajo se ha dividido en varias fases que se detallan a continuación:

➤ FASE I: Revisión de los costes directos de cada una de las tecnologías de generación eléctrica

El objetivo de esta fase es la recopilación de datos sobre costes directos de tecnologías de generación eléctrica existentes, en fase de investigación y desarrollo, y futuras.

Se trata de hacer una revisión bibliográfica para reunir datos de costes directos actuales y previstos de tecnologías existentes, así como de tecnologías en fase de demostración y futuras (hacia 2050), como es el caso de la fusión nuclear.

➤ FASE II: Cálculo de los costes externos medioambientales debidos a las emisiones de gases de efecto invernadero de las distintas tecnologías de generación eléctrica en el modelo. Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero de las tecnologías.

En esta fase se distinguen dos objetivos diferentes. Primero, la elaboración de un inventario de emisiones de gases de efecto invernadero de las tecnologías de generación eléctrica consideradas. Segundo, el cálculo de las externalidades producidas por estas emisiones.

Para la elaboración del inventario de emisiones, se revisarán las bases de datos de organizaciones internacionales como las de la Agencia Internacional de la Energía, la Agencia Europea de Medioambiente o la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y otras específicas como la GEMIS¹, o la IKARUS². Además se estudiarán otras fuentes alternativas como son los resultados de proyectos de investigación dentro del Programa Marco Europeo (EXTERNE, NEEDS, EUSUSTEL) y publicaciones en revistas especializadas.

Para el cálculo de los costes externos se revisará la literatura científica sobre externalidades en el sector energético con especial énfasis en la metodología *ExternE* y se seleccionarán una serie de costes marginales de daño y de reducción para los distintos gases de efecto invernadero que serán la base del cálculo final de las externalidades.

Finalmente se investigará sobre expectativas de evolución de los daños producidos por los GEI emitidos por tecnologías de generación eléctrica a largo plazo.

➤ FASE III. Efectos de la internalización de los costes externos

La internalización de los costes externos se hará a través de dos aproximaciones. En una primera se calculará el coste de generación del kilovatio-hora para las distintas tecnologías eléctricas utilizando diferentes costes externos de GEI. Se analizará el efecto de la internalización de estos costes en la competitividad de cada tecnología en el plazo temporal de 50 años.

Para la segunda aproximación, se instalará y pondrá a punto el generador de modelos de programación lineal *TIMES* y sus herramientas asociadas como el software de análisis de datos y resultados obtenidos de modelos matemáticos o bases de datos *VEDA*³ (VERsatile Data Analyst). El uso de

¹ <http://www.oeko.de/service/gemis/en/data.htm>

² <http://www.fiz-informationsdienste.de/de/FG/EnergUmw/ikarus.html>

³ <http://www.kanors.com/>

esta herramienta es imprescindible dada la enorme cantidad de datos de entrada y resultados generados que supone trabajar con *TIMES*. Se actualizará y mejorará el modelo *EFDA-TIMES* que será la base del análisis. Se ejecutará el modelo para un caso de referencia sin internalización y para dos casos diferentes de internalización. Se compararán los resultados del modelo incorporando y sin incorporar los costes externos medioambientales. Se analizarán los efectos de la internalización de externalidades así estimados y se discutirán en relación al avance en la consecución de la sostenibilidad del sistema energético utilizando para ello una serie de indicadores previamente definidos.

➤ FASE IV: Escenarios

Se ejecutará el modelo para unos escenarios estratégicos de interés medioambiental y económico como la imposición de unas tasas a las emisiones de gases contaminantes, la promoción de las energías renovables a través del establecimiento de un sistema de primas por kilovatio producido o el supuesto de una moratoria nuclear consecuencia de la no aceptación social de esta tecnología.

Capítulo III. ESTADO DEL ARTE

1. DESARROLLO SOSTENIBLE

El consumo de energía de un país es fundamental para su desarrollo económico y social pero los recursos energéticos convencionales son limitados, las previsiones para el agotamiento de estos recursos no son alentadoras y además suelen estar concentrados en zonas políticamente inestables ocasionando a los países consumidores graves problemas de dependencia y seguridad energética. A su vez la utilización de los combustibles fósiles tiene una serie de impactos medioambientales que ocasionan daños sobre los ecosistemas y salud humana traspasando fronteras e implicando en sus consecuencias a toda la población mundial con problemas tan graves como son el efecto invernadero o la disminución de la capa de ozono estratosférico.

En cuanto a la energía nuclear, ahora solución aportada por muchos argumentando su beneficio ambiental ya que no es responsable de emisiones de gases de efecto invernadero, no hay que olvidar que lleva asociada otro tipo de impactos ocasionados por los residuos radioactivos de larga vida, la aversión al riesgo de accidente nuclear por parte de la población, la proliferación de armamento nuclear y el riesgo de ser objetivo de atentados terroristas.

De la necesidad de mantener el crecimiento económico con todo lo que ello conlleva a la vez que se protege y cuida del medioambiente nace el concepto de desarrollo sostenible.

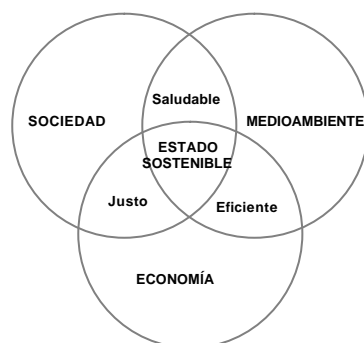


Figura 1. Estado sostenible

Desarrollo sostenible significa proteger los recursos y sistemas que nos mantienen en la actualidad de modo que estén disponibles para las futuras generaciones.

En la Figura 1 cada anillo representa uno de los tres sistemas que mantienen a la Humanidad: la economía, el medioambiente y la sociedad. Cada uno de los anillos se solapa con los otros dos. Para ser sostenible, cada uno de estos sistemas debe gozar de buena salud y ser equilibrado. No puede degradarse ninguno sin que los otros dos se vean perjudicados. Cuando los tres sistemas gozan de buena salud y son equilibrados, nuestro estado y civilización son sanos, justos y eficientes.

1.1. Antecedentes

La Organización de las Naciones Unidas (ONU) creó en 1983 la Comisión Mundial sobre el Medioambiente y el Desarrollo (WCED). Cuatro años más tarde la WCED publicó *Our Common Future* (Bruntland G., 1987), donde ya se hace mención al papel de la economía mundial como vía para satisfacer las necesidades y aspiraciones legítimas de la población, pero asegurando que el crecimiento guarde consonancia con el carácter finito de los recursos del planeta. Desde entonces el desarrollo sostenible se ha convertido en un tema protagonista de muchos foros y debates sobre Economía, Medio Ambiente y Desarrollo.

Según la WCED, “desarrollo sostenible es el desarrollo que satisface las necesidades de las generaciones presentes sin socavar la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer las suyas”.

El informe *Our Common Future* destacaba cinco conceptos clave para el establecimiento de la sostenibilidad:

- Las necesidades del futuro no deben ser sacrificadas por las demandas del presente
- El futuro económico de la Humanidad está vinculado a la integridad de los sistemas naturales
- El sistema mundial actual no es sostenible porque no cubre las necesidades de muchos, especialmente de los pobres
- Proteger el medioambiente es imposible a menos que se mejoren las perspectivas económicas de los más pobres del planeta
- Debemos actuar para preservar tantas opciones para las generaciones futuras como sea posible ya que ellos tienen el derecho a decidir por sí mismos sus propias necesidades

En 1992 se celebró la Cumbre de Río o Cumbre de la Tierra donde se llegó a una serie de compromisos por parte de los 179 países participantes que se recogen en la Agenda 21.

In order to meet the challenges of environment and development, States decided to establish a new global partnership. This partnership commits all States to engage in a continuous and constructive dialogue, inspired by the need to achieve a more efficient and equitable world economy, keeping in view the increasing interdependence of the community of nations, and the sustainable development should become a priority item on the agenda of the international community.

Con el fin de afrontar los retos en medio ambiente y desarrollo, los Estados decidieron establecer una nueva alianza global. Esta alianza insta a todos los Estados a comprometerse a un diálogo continuo y constructivo inspirado en la necesidad de alcanzar una economía mundial más eficiente y equitativa, teniendo presente la creciente interdependencia de la comunidad de naciones, y el desarrollo sostenible será una prioridad en la agenda de la comunidad internacional.

La Agenda 21 recoge una serie de normas dirigidas a alcanzar un desarrollo sostenible desde el punto de vista social, económico y ecológico y apunta al desarrollo sostenible como el cauce para luchar contra la pobreza y la destrucción del medio ambiente.

Además en la Cumbre de la Tierra se elaboraron dos declaraciones de principios: la Declaración de Río sobre Medio Ambiente y Desarrollo donde se definen los derechos y responsabilidades de las naciones en la búsqueda

del progreso y el bienestar de la Humanidad, y la Declaración de Principios para orientar la gestión, la conservación y el desarrollo sostenible de todos los tipos de bosques esenciales para el desarrollo económico y para la preservación de todas las formas de vida.

En 1997 se celebró la IXX sesión especial de la Asamblea General de las Naciones Unidas donde se revisaron los resultados conseguidos, los cuales no fueron muy esperanzadores constatándose una tendencia general, en lo que a desarrollo sostenible se refiere, mucho peor que cinco años antes. Se adopta entonces el Programa para la Continuidad de la Aplicación de la Agenda 21. En este programa, los estados se comprometen a acelerar la aplicación de la Agenda 21 de forma global, reafirmando para que siga siendo el programa de acción fundamental para conseguir el desarrollo sostenible así como todos los principios contenidos en la Declaración de Río sobre medioambiente y desarrollo.

La Agenda 21 se basa en la premisa de que el desarrollo sostenible no es sólo una opción sino un imperativo, tanto en temas ambientales como económicos, y que, a pesar de que la transición hacia un desarrollo sostenible sea difícil, es totalmente factible. Requiere un gran cambio en las prioridades de los gobiernos y de las personas debido a que implica la integración plena de la dimensión ambiental dentro de las políticas económicas y la toma de decisiones en los campos de la actividad, y un gran despliegue de recursos humanos y financieros a escala nacional e internacional. Esta alianza global es esencial para que la comunidad mundial emprenda un nuevo camino hacia un futuro sostenible, seguro e igualitario a medida que avanzamos hacia el siglo XXI. La responsabilidad principal de nuestro futuro común se encuentra, estrictamente hablando "en nuestras manos". Maurice F. Strong, Secretario General de la Conferencia de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y el Desarrollo.

1.2. Economía y desarrollo sostenible

Una vez definido el concepto de desarrollo sostenible, la siguiente cuestión que se plantea es la difícil tarea de llevarlo a la práctica creando nuevos programas y políticas económicas y medioambientales y buscando nuevas alternativas, siempre dirigidas a objetivos presentes y futuros.

La economía ambiental está considerada como una parte de la economía que en principio investigaba las externalidades medioambientales con el fin de analizar las tasas de contaminación, incentivos para disminuir estas externalidades y formas de valorar los recursos naturales. Ahora además, acomete la valoración de elementos de la biosfera que no tienen un precio de mercado y el uso de instrumentos económicos para su análisis. La economía ambiental se encarga de la optimización en la explotación de recursos, medios de gestión ambiental e instrumentos para lograr el desarrollo sostenible.

Alcanzar un desarrollo económico sostenible a escala mundial implica el uso racional de los recursos, las tecnologías, los incentivos económicos adecuados y las estrategias políticas de planificación. Para ello, los que toman las decisiones deben conocer las implicaciones de cada programa, política y plan energético, medioambiental y económico, y sus impactos sobre el desarrollo sostenible. Los indicadores de sostenibilidad son una forma de medir y evaluar estos impactos.

Indicadores de sostenibilidad

Un indicador es una variable que aporta información relevante y cuantificada sobre fenómenos de interés. En función del valor que asume en cada momento, despliega significados que no son aparentes inmediatamente y que el usuario decodifica hasta encontrar la información deseada. Por ejemplo, una tasa de crecimiento del parque automovilístico en una ciudad además de darnos información estadística sobre el número de vehículos nuevos cada año también es un indicador del aumento de las emisiones de gases contaminantes y de posibles colapsos de tráfico que afectarán a la calidad de vida de la población. Los indicadores de sostenibilidad de una comunidad señalan áreas donde los vínculos entre la economía, el medioambiente y la sociedad son débiles. Permiten determinar las áreas conflictivas y ayudan a reconocer las necesidades para resolver los problemas.

La Agencia Internacional de la Energía Atómica ha liderado un proyecto de cooperación entre distintas organizaciones como la Agencia Internacional de la Energía y el Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas para proporcionar un único conjunto de indicadores relacionados con la energía que puedan aplicarse a cada país (IAEA, 2005). La serie de indicadores propuesta se muestra en la siguiente tabla.

INDICADORES SOCIALES	
De equidad	<ul style="list-style-type: none"> – Proporción de viviendas sin electricidad o energía comercial o muy dependientes de la energía no comercial – Proporción de los ingresos en una vivienda gastada en combustible y electricidad – Uso de energía en la vivienda por grupo de ingresos
De salud	<ul style="list-style-type: none"> – Accidentes por energía producida por cada ciclo de combustible
INDICADORES MEDIOAMBIENTALES	
De atmósfera	<ul style="list-style-type: none"> – Emisiones de gases de efecto invernadero en la producción y uso de energía per capita y por unidad de PIB – Concentraciones ambientales de contaminantes atmosféricos en áreas urbanas – Emisiones de contaminantes atmosféricos en los sistemas energéticos
De suelo	<ul style="list-style-type: none"> – Área de suelo donde la acidificación excede las cargas críticas – Tasa de deforestación atribuida al uso de energía – Residuos sólidos generados por unidad de energía producida – Residuos sólidos gestionados adecuadamente por unidad de residuos sólidos totales generados – Residuos sólidos radioactivos generados por unidad de energía producida – Residuos sólidos radioactivos gestionados por residuos sólidos radioactivos totales generados
De agua	<ul style="list-style-type: none"> – Vertidos de efluentes líquidos contaminados de sistemas energéticos incluyendo vertidos de petróleo
INDICADORES ECONÓMICOS	
De esquemas de uso y producción	<ul style="list-style-type: none"> – Uso de energía per capita – Uso de energía por PIB – Eficiencia en la conversión y distribución de energía – Relación entre las reservas y la producción – Relación entre los recursos y la producción – Intensidad energética en la industria – Intensidad energética en la agricultura

	<ul style="list-style-type: none"> - Intensidad energética en el comercio y servicios - Intensidad energética en las viviendas - Intensidad energética en el transporte - Participación de los distintos combustibles en la producción de energía y electricidad - Participación de los combustibles sin carbono en la producción de energía y electricidad - Participación de las energías renovables en la producción de energía y electricidad - Precios del uso final de la energía por combustible y por sector
De seguridad	<ul style="list-style-type: none"> - Dependencia de la importación neta de energía - Stock de combustibles no renovables por consumo de éstos combustibles

Tabla 1. Indicadores de sostenibilidad relacionados con la energía (fuente: IAEA, 2005)

Sostenibilidad fuerte y débil

Existen dos formas de definir la sostenibilidad: la sostenibilidad débil y la sostenibilidad fuerte.

El capital activo total, K , tiene tres componentes:

- El capital económico, K_E , formado por los bienes e infraestructuras como la maquinaria o las carreteras
- El capital humano, K_H , que consiste en el conocimiento y habilidades del ser humano, y
- El capital natural, K_N , que incluye todos los recursos renovables y no renovables, incluyendo la capa de ozono, en otras palabras, incluye cualquier activo natural que proporcione un flujo de servicios ecológicos con un valor económico

De modo que:
$$K = K_E + K_H + K_N \quad (1)$$

La sostenibilidad débil defiende que el capital natural puede ser sustituido por otros capitales siempre que el capital total se mantenga constante. La idea principal es que las rentas obtenidas del capital natural se reinviertan en otras formas de capital. Por ejemplo, en el caso de un recurso no renovable como el petróleo, según la sostenibilidad débil, una parte de lo obtenido de la explotación debe ser reinvertida en otros recursos alternativos.

Según la regla de Hicks-Page-Hartwick-Solow:

$$\frac{dK}{dt} = \frac{d(K_E + K_H + K_N)}{dt} \geq 0 \quad (2)$$

Sabiendo que el capital es el resultado del ahorro, $S(t)$, menos la depreciación del capital existente, \ddot{a} :

$$K = S(t) - \ddot{a} \cdot K(t) \quad (3)$$

Combinando ambas ecuaciones resulta la siguiente condición de sostenibilidad:

$$S(t) - \ddot{a} \cdot K(t) \geq 0 \quad (4)$$

Y descomponiendo K :

$$S(t) - \ddot{a}_E \cdot K_E(t) - \ddot{a}_H \cdot K_H(t) - \ddot{a}_N \cdot K_N(t) \geq 0 \quad (5)$$

Si lo expresamos en función de los ingresos, Y , en lugar del tiempo quedaría de la siguiente manera:

$$\frac{S}{Y} - \frac{\ddot{a}_E \cdot K_E}{Y} - \frac{\ddot{a}_H \cdot K_H}{Y} - \frac{\ddot{a}_N \cdot K_N}{Y} \geq 0 \quad (6)$$

Esta condición es una regla de la sostenibilidad débil y asume la posibilidad de sustituciones entre las distintas partes que componen el capital. Según este enfoque, las generaciones futuras más que heredar un capital natural, heredarán una capacidad de producir capital.

La economía ambiental es una parte de la teoría económica que defiende este argumento mientras que la economía ecológica lo rechaza abogando por el concepto de sostenibilidad fuerte que defiende la imposibilidad de sustitución del capital natural.

Según la sostenibilidad fuerte, el capital natural es complementario de los otros tipos de capital y nunca intercambiable. El capital natural existente debe mantenerse y mejorar puesto que las funciones que desempeña no pueden ser realizadas por un capital económico. La mínima condición necesaria para la sostenibilidad fuerte es el mantenimiento del capital natural total en su nivel actual o por encima de éste.

Métodos de valoración

Valorar se define como obtener un valor a diferencia de evaluar que consiste en emitir un juicio de valor sobre la deseabilidad de algo. Ambas tareas, la evaluación del capital natural, los recursos medioambientales y ecológicos y su valoración sobre un periodo de tiempo normalmente muy largo, suponen gran dificultad. Los sistemas humanos operan dentro de un sistema ecológico global y los recursos de este sistema son finitos por lo que ha de asumirse el hecho de que las capacidades de explotación de las fuentes y sumideros del planeta son relativamente escasas en el papel que desempeñan dentro de los servicios de los ecosistemas siendo a la vez fundamentales para la vida y la economía. Una valoración de las políticas económicas y medioambientales a nivel nacional necesita de un marco de optimización del bienestar social sujeto a la preservación del capital medioambiental y a los cambios potenciales de las preferencias y la producción. Estas consideraciones incluyen el efecto de la valoración en el tiempo vía descuentos, intereses intergeneracionales y cambios tecnológicos.

Existen dos tipos de valoración económica de las ganancias o pérdidas ambientales según el bien tenga un valor monetario o no. Se trata de la valoración directa y la valoración indirecta respectivamente:

– Valoración directa

Los métodos de valoración directa o de preferencias declaradas consideran las ganancias ambientales (paisajes mejorados, mejor nivel de calidad del agua o el aire) o los impactos negativos (enfermedad, pérdida de cosecha, daños a edificios) y tratan de medir directamente su valor monetario.

En el cálculo de costes o beneficios, el primer paso consiste en identificar la fuente de los contaminantes, la vía que han seguido y el mecanismo por el que han causado el daño (inhalación, ingestión, adsorción). El siguiente paso es identificar los receptores afectados (población, cultivos, materiales).

Después se identifican las relaciones entre las concentraciones de un contaminante y el daño o beneficio ocasionado en los receptores. Luego se calcula el porcentaje de población o de área afectada y por último, se evalúan los costes a la sociedad de estos impactos o bien el valor de los beneficios asociados a una reducción de éstos.

- Ruta de impacto y función de daño

Ruta de impacto es el conjunto de etapas lógicas que permiten ir desde la actividad que origina el impacto hasta llegar al daño producido y a su valoración económica de una forma individualizada para cada impacto.

La primera etapa es la determinación de las cargas o consecuencias y su distribución espacial y temporal dentro de los límites previamente definidos. Es importante contar con datos fiables y actualizados por lo que la etapa de obtención de datos es extremadamente importante y determina la fiabilidad de los resultados. Esta distribución puede requerir de la utilización de herramientas complejas como modelos de simulación para la dispersión de contaminantes atmosféricos o de transporte de agroquímicos en el suelo y hacia las aguas subterráneas y superficiales. Una vez conocida la distribución de las consecuencias de cada etapa del ciclo de vida de la actividad y de los posibles receptores afectados, los impactos se cuantifican utilizando las funciones de daño. Estas funciones pueden ser más o menos complejas. Por ejemplo, para obtener los accidentes laborales aplicaremos tasas de accidentes, pero otros impactos requerirán funciones más complejas como funciones dosis-respuesta. Estas funciones relacionan las cargas con los cambios producidos en los receptores y están definidas para algunos impactos como puede ser el efecto de las emisiones de contaminantes en la salud o en los cultivos.

Cuando no existen funciones para las condiciones de aplicación concretas de cada caso hay que recurrir a otras funciones desarrolladas para otras condiciones. Esto produce errores e incertidumbres ya que la transferencia de estas funciones no siempre es directa.

- Valoración contingente

En la valoración contingente se utilizan las encuestas para preguntar a la población cuánto estarían dispuestos a pagar para mantener o mejorar unas condiciones medioambientales específicas (WTP, willingness to pay) o cuánto estarían dispuestos a aceptar como compensación por estar sujetos a un riesgo o recibir algún daño (WTA, willingness to accept). La aproximación del método de valoración contingente establece un mercado virtual o hipotético para un bien o servicio sin precio y recaba información de los individuos para evaluar el valor monetario que le dan a esa entidad específica.

- Valoración indirecta

Debido a la imposibilidad de dar un valor monetario a algunos tipos de daño medioambiental como el impacto visual o la desaparición de una especie de su hábitat natural, se necesita de métodos indirectos de valoración o de preferencias reveladas. La valoración indirecta estima la valoración por comportamientos que se revelan en el mercado. Algunas de las técnicas más utilizadas son el método de los precios hedónicos y el método del coste de viaje:

- Precio hedónico

El método de los precios hedónicos consiste en tomar los costes o beneficios de los cambios en la calidad del medioambiente según se ven reflejados en la pérdida de valor de la propiedad. Identifica la cantidad diferencial del valor de las propiedades debida a las diferencias ambientales entre las mismas e infiere cuántas personas estarían dispuestas a pagar por una mejora de su calidad ambiental y cuál es el valor social de la mejora.

- Coste del viaje

El método del coste de viaje se basa en la extensión de la teoría de la demanda del consumidor en la que presta especial atención al valor del tiempo. El coste real de una visita a un parque consiste en la entrada más el coste monetario del desplazamiento para llegar (combustible y desgaste del vehículo) más los ingresos perdidos si se realiza el viaje en tiempo de trabajo. Este método tiene mayor aplicación en lugares de especial atractivo por su belleza y en destinos turísticos.

Métodos de evaluación

Son varias las formas de evaluar las políticas y proyectos medioambientales, herramientas imprescindibles para alcanzar el desarrollo sostenible. Entre las más utilizadas están la consulta por medio de referéndum donde se tiene en cuenta la elección social, el análisis multicriterio donde se consideran distintos criterios de evaluación de un proyecto o política de modo que cada criterio contribuya con un peso determinado y el análisis coste-beneficio (ACB). Se utiliza este último para evaluar situaciones donde los beneficios o costes reales del proyecto no están adecuadamente representados por los precios de mercado. El mercado falla al valorar correctamente todos los flujos y se necesita de un procedimiento de evaluación para calcular el valor neto del proyecto.

El ACB consiste en comparar los costes y beneficios que tiene una determinada política o proyecto para la sociedad. El impacto del proyecto es identificado para cada persona afectada en cada momento, esto es, se calcula el valor de cualquier ganancia o pérdida para cada individuo. Estas valoraciones deben basarse en las preferencias de todos los individuos afectados y deben reflejar la disposición a pagar de cada uno por mejorar o por compensar una pérdida. Una vez obtenidos los valores del impacto del proyecto sobre cada persona afectada se utilizará un procedimiento para obtener una medida agregada o social de sus impactos de modo que solo se aprobará el proyecto cuando el valor agregado neto sea positivo.

De lo expuesto hasta ahora se deduce que el factor más relevante en una evaluación de recursos es que su disponibilidad es limitada, que en algunas zonas y también en un plazo de tiempo son escasos, y esto debe reflejarse en los modelos económicos como una limitación de la economía que deberá integrarse con la ecología.

1.3. Medio ambiente y desarrollo sostenible

Cuando las emisiones de contaminantes tienen su impacto dentro del dominio de una sola nación, los costes de las medidas de control o de los impactos son asumidos por completo por los habitantes de ese país. El problema aumenta cuando las emisiones son tales que los contaminantes se

transportan a larga distancia a través de procesos físico-químicos en el medio acuático y atmosférico como en el caso de los óxidos de nitrógeno y azufre, compuestos orgánicos volátiles (COVs, en inglés VOCs), metales pesados y contaminantes orgánicos persistentes (COPs, en inglés POPs). Entonces los instrumentos legales aplicados al caso nacional no sirven ya que los impactos recaerán sobre otras poblaciones ajenas al país emisor responsable de estos impactos. Otros contaminantes tienen además unos efectos que sobrepasan la escala regional (entendiendo por región una zona más amplia que una nación), son los contaminantes de tipo global. Es el caso de los gases de efecto invernadero y los que actúan destruyendo la capa de ozono estratosférico.

Contaminación medioambiental internacional y global

Se pueden identificar como problemas regionales y globales medioambientales más acuciantes la sequía, el hambre y la desertización; la lluvia ácida; la reducción de la capa de ozono y el efecto invernadero. Es característica común de todos la incertidumbre en el cálculo de sus impactos. Todavía hay mucho por investigar en lo que a causas, efectos, daños y costes se refiere. De lo que si hay constancia es de la gravedad de las consecuencias para el medio ambiente incluyendo la población humana. Esta incertidumbre hace que sea complicado tomar decisiones para el control de los contaminantes. A pesar de ello, algunas acciones se han considerado estratégicamente óptimas y eficientes. Se hace imprescindible plantear cualquier tipo de solución a los problemas medioambientales globales de acuerdo con los implicados: emisores y afectados. Esto lleva a la cooperación entre naciones tanto del mundo desarrollado como de los países en vías de desarrollo y del tercer mundo. De la cooperación nacen programas con objetivos comunes dirigidos a dar solución al problema medioambiental global. En el apartado *Política y desarrollo sostenible*, se exponen los principales convenios y protocolos internacionales donde se recogen los compromisos en materia de emisiones más destacados de los últimos años. A continuación se hace una breve descripción de los problemas ambientales transfronterizos más relevantes:

Lluvia ácida

Este fenómeno comienza a aparecer en los años 50 en los países nórdicos cuando los investigadores relacionan las muertes de peces de ríos y lagos con la acidificación.

En los procesos físicos de la lluvia ácida, primero grandes cantidades de SO_2 y NO_x , que tienen su origen en las emisiones de las centrales térmicas de carbón y petróleo, se acumulan en la atmósfera. También otras emisiones de hidrocarburos no quemados y NO_x de los vehículos contribuyen a este fenómeno. Todos estos contaminantes son transportados en los niveles medio y altos de la atmósfera hasta distancias de más de 1000 km. Entonces la lluvia ácida puede desarrollarse de dos modos diferentes. Por deposición seca donde las partículas son depositadas y al entrar en contacto con el agua de las superficies donde se depositan forman sustancias ácidas. En este caso no es necesario que se dé el fenómeno de la lluvia. O por deposición húmeda donde el ácido sulfúrico y/o nítrico se forman en la atmósfera y se depositan después, por arrastre, sobre la superficie terrestre

a través de las precipitaciones de lluvia o por simples movimientos de aire húmedo.

Entre los efectos de la lluvia ácida están la acidificación de ríos y lagos con los consecuentes daños sobre la fauna y flora acuática; la acidificación de suelos que da lugar a cambios en su composición, a la lixiviación de nutrientes necesarios para las plantas y a la movilización de metales tóxicos hacia las aguas; los daños directos sobre la vegetación que hacen que las plantas sean más vulnerables a las plagas; y los daños sobre materiales como la piedra caliza de muchos edificios y como los metales que acaban corroyéndose.

Reducción de la capa de ozono estratosférico

El ozono es un gas que se encuentra en grandes concentraciones en la estratosfera. Se forma por la acción de la luz ultravioleta que da lugar a reacciones fotoquímicas principalmente a partir de hidrocarburos y de óxidos de nitrógeno. La capa de ozono estratosférico se encuentra entre los 10 y los 50 km por encima de la superficie terrestre y hace las funciones de pantalla protectora que evita que la radiación solar incida sobre la Tierra con toda su intensidad absorbiendo y reflejando parte de esta radiación.

En 1985, se detecta por primera vez un agotamiento del ozono que se denominó *agujero sobre la Antártida*, haciéndose máximos responsables de éste a los CFC (clorofluorocarbonatos), gases usados en los fluidos de refrigeración y aire acondicionado, como propulsores de aerosoles, disolventes y extintores de fuegos. Como respuesta al agotamiento de la capa de ozono, la comunidad internacional negoció el Protocolo de Montreal de 1987, sin embargo, incluso asumiendo que se esté llevando a cabo en todos sus extremos, hay estudios que apoyan que la concentración de ozono en la estratosfera no recuperará sus niveles normales hasta la segunda mitad de siglo.

La principal repercusión de la falta de ozono en la estratosfera es sobre la salud humana ya que se reduce el escudo protector de la superficie terrestre frente a las radiaciones ultravioleta procedentes del Sol, en particular las UV-B, con las consiguientes consecuencias que apuntan en la línea de cánceres de piel, cataratas y distintos efectos inmuno-depresivos.

Efecto invernadero

La radiación solar, de onda corta, penetra en la atmósfera, es absorbida por la superficie terrestre y re-emitida en forma de onda larga que a su vez es absorbida por los gases que se encuentran en la atmósfera alcanzándose una temperatura que permite la evolución de todas las especies que habitan en el planeta. Este es un fenómeno natural que siempre ha existido pero que con la industrialización y la intervención del hombre se ha desequilibrado poniendo en peligro el desarrollo y preservación de las especies.

El término efecto invernadero aplicado a la Tierra se refiere al posible calentamiento global debido a la acumulación de algunos gases contaminantes provocada por la actividad humana, principalmente desde la revolución industrial, por la quema de combustibles fósiles y la producción de nuevos productos químicos. La radiación infrarroja es absorbida en mayor cantidad por el agua, le sigue el CO₂ y luego el ozono, pero de éstos compuestos químicos es el CO₂ el que produce mayor efecto invernadero

porque el hombre está incrementando su concentración como consecuencia de las actividades que realiza.

Se apuntan como posibles consecuencias la desertización y el deshielo cerca de los polos que lleve a una elevación del nivel del mar y a la inundación de tierras. Todos estos efectos no se pueden predecir con exactitud pero sí han sido y están siendo modelizados por grupos internacionales de expertos como el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2007).

Aunque, al contrario que los anteriores fenómenos, no se trata de un impacto de alcance global, también es conveniente mencionar el impacto del ozono troposférico dado la relevancia de sus daños y la relación que guarda con la generación y uso de la energía:

Ozono troposférico

El ozono como contaminante secundario se forma al interaccionar la radiación solar con los óxidos de nitrógeno e hidrocarburos emitidos por vehículos, evaporaciones de gasolinas, plantas de combustibles fósiles, refinerías y otras industrias.

Primero la radiación ultravioleta hace que las moléculas de dióxido de nitrógeno se disocien en monóxido de nitrógeno quedando un átomo de oxígeno libre:



Después el átomo libre de oxígeno se combina con una molécula de oxígeno del aire para formar la molécula de ozono:



En las zonas urbanas del Hemisferio Norte, los mayores niveles de ozono troposférico se dan durante los meses de verano y alcanzan sus máximos por la tarde cuando la luz del Sol ha contribuido a que los contaminantes emitidos durante la mañana reaccionen con el oxígeno presente en la atmósfera.

El ozono es un contaminante muy oxidante. Cuando está presente en la troposfera puede provocar daños sobre la población, fauna, flora y materiales. Uno de los efectos del ozono y otros oxidantes fotoquímicos sobre la salud es la irritación de los ojos y las membranas mucosas. A niveles altos la irritación se complica y aparecen efectos más severos como dolores de cabeza y dificultades en la respiración. En la población con problemas respiratorios afecta a los tejidos respiratorios. En los cultivos, hace que las plantas ralenticen su fotosíntesis y crecimiento e incluso, a altas exposiciones, ocasiona daños internos causando serias pérdidas de producción. En materiales elásticos, como la goma, hace que se agrieten y rompan y en pinturas acelera su degradación.

1.4. Política y desarrollo sostenible

La protección del medio ambiente es un reto global en el que están involucrados todos los países del mundo y que necesita de convenios internacionales para su consecución. A continuación se exponen los convenios y convenciones más destacados:

Convenio de Ginebra

Aprobado en 1982, tiene como objetivo el control y reducción de la contaminación atmosférica transfronteriza a larga distancia. En este convenio queda patente el efecto regional de la contaminación y los efectos de los contaminantes que emitidos en un punto alcanzan áreas muy distantes como es el caso de la lluvia ácida. El Convenio de Ginebra además exigía la revisión periódica de las políticas y estrategias desarrolladas por cada país para la reducción de los contaminantes.

Se trata del primer instrumento legal internacional dirigido a solucionar los problemas originados por la contaminación atmosférica en un ámbito regional amplio. Además de plantear los principios generales para la cooperación internacional para la reducción de la contaminación atmosférica, establece un marco institucional que aúna investigación y política en materia de medioambiente.

Del Convenio han surgido distintos protocolos:

- *Protocolo EMEP*, 1984. Su nombre completo es *Protocolo de financiación a largo plazo del programa cooperativo para la monitorización y evaluación de la contaminación atmosférica transfronteriza en Europa* y entró en vigor en 1988. Se trata de un instrumento para el reparto internacional de los costes de un programa que establece una red de medidas de contaminación atmosférica de fondo en Europa. Esta red incluye la obtención de datos de emisión de SO₂, NO_x, COVs y otros contaminantes, la medida de la calidad del aire y de la precipitación y la modelización de la dispersión atmosférica de los contaminantes.
- *Protocolo de Helsinki*, 1985. Se trata de un protocolo para la reducción de emisiones de SO₂ en el año 1993 en al menos un 30% tomando como año base 1980. En 1993 los resultados fueron de una reducción total de SO₂ de más del 50% además de alcanzar todos los países comprometidos sus objetivos de reducción nacionales. El Protocolo, que entró en vigor en 1987, tuvo su continuación en el Protocolo de Oslo (1994) donde aparece por primera vez el concepto de cargas y niveles críticos⁴. De esta forma se limitan las acciones a las zonas donde los contaminantes ocasionan daños. También se propusieron otros instrumentos o conceptos como la aproximación basada en los efectos, la mejor tecnología disponible (BAT), el ahorro energético y la aplicación de instrumentos económicos.
- *Protocolo de Sofía*, 1988. En una primera fase, el Protocolo regulaba las emisiones de óxidos de nitrógeno estableciendo su estabilización en el año 1994 tomando como año base 1987. Como resultado, en 1994 se observó una reducción total de todos los países firmantes del 9% de estos contaminantes en relación a 1987. Un 76% de los países alcanzaron el objetivo de estabilizar sus emisiones hasta niveles de 1987 e incluso menores. En una segunda fase, el Protocolo exigía la aplicación de

⁴ Carga crítica es una estimación cuantitativa de la exposición a uno o más contaminantes por debajo de la cual, de acuerdo con los conocimientos actuales, no se producen efectos perjudiciales significativos en elementos específicos del medio ambiente susceptibles de verse afectados.

Nivel crítico es la concentración de contaminantes en la atmósfera por encima de la cual, de acuerdo con los conocimientos actuales, dichos contaminantes pueden ejercer de forma directa efectos adversos sobre los receptores.

aproximaciones basadas en los efectos para la reducción de emisiones de compuestos de nitrógeno, incluyendo el amoniaco, y de compuestos orgánicos volátiles dada su contribución a la contaminación fotoquímica, a la acidificación y a la eutrofización y debido a sus efectos sobre la salud humana, el medioambiente y los materiales.

- *Protocolo de Ginebra*, 1991. Regula las emisiones de compuestos orgánicos volátiles estableciendo su reducción en un 30% para el año 2000 tomando como año base 1987. El Protocolo entró en vigor en 1997.
- *Protocolo de Aarhus-1*, 1998, para la reducción de emisiones de metales pesados (cadmio, plomo y mercurio). Este Protocolo se adoptó en junio de 1998 en la ciudad danesa de Aarhus, y requiere a las partes firmantes a reducir sus emisiones de cadmio, plomo y mercurio a niveles inferiores a los de 1990 (o un año alternativo entre 1985-1995). Los firmantes del Protocolo se comprometían a reducir las emisiones de fuentes industriales como las de la industria del hierro y el acero, de procesos de combustión como los de generación de electricidad y del transporte de carretera y de la incineración de residuos. También requería la eliminación de la gasolina con plomo y la reducción de las emisiones de metales pesados en productos tales como baterías, pesticidas y pinturas.
- *Protocolo de Aarhus-2*, 1998, para la reducción de emisiones de contaminantes orgánicos persistentes. Este Protocolo tenía su objetivo en eliminar las emisiones, efluentes y pérdidas de COPs obligando a los países firmantes a reducir sus emisiones de dioxinas, furanos, hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAHs) y hexaclorobenceno (HCB) por debajo de sus niveles en 1990. De este modo prohibía la producción y uso de algunos pesticidas como el aldrino, la endrina y el mirex y proponía un calendario para la eliminación y restringía su uso hasta entonces de otros como el DDT y los PCBs (bifenilos policlorinados). El Protocolo también incluía medidas para la gestión de los residuos de los productos prohibidos.
- *Protocolo de Göteborg*, 1999. El objetivo de este Protocolo es reducir la acidificación, la eutrofización de aguas y suelos y la formación de ozono en la troposfera. El Protocolo se tradujo en la Directiva 2001/81/CE que establece unos límites de emisión para 2010 referidos a los NO_x, SO₂, COVs y amoniaco basados en evaluaciones científicas de los efectos de los contaminantes y en alternativas de reducción. Se espera que una vez se haya puesto totalmente en práctica el Protocolo, las emisiones de SO₂ se habrán reducido en un 63%, las de NO_x en un 41%, las de COVs en un 40% y las de amoniaco en un 17% con respecto a las de 1990, con la consecuente disminución de los efectos de la acidificación, la eutrofización y de los días en lo que el nivel máximo de ozono es excedido.

Convenio de Viena

Aprobado en 1985 por la ONU tiene como objetivo la protección de la capa de ozono estratosférica basándose en la reducción de emisiones de productos destructores de ésta y en el seguimiento de su evolución. La idea fundamental de este Convenio era promover la cooperación, investigación e intercambio de información entre países. Era la primera vez que los países se ponían de acuerdo en abordar un problema global medioambiental antes

de que sus efectos se percibiesen e incluso fuesen probados científicamente. Del Convenio de Viena surgió el Protocolo de Montreal:

- *Protocolo de Montreal*, 1987, sobre las sustancias que destruyen la capa de ozono. Proponía una reducción del 50% en la producción y consumo de clorofluorcarbonatos (CFCs) y halones. El Protocolo entró en vigor en 1989 cuando 29 países y la Comisión Europea, que representan aproximadamente el 82% del consumo mundial, lo habían ratificado. A partir de entonces muchos otros países lo han ratificado.

Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC)

Es la base fundamental de las políticas internacionales para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Fue firmada por 150 países durante la Cumbre de Río en 1992 y a su entrada en vigor en 1994 ya la habían ratificado 189.

La Convención tiene por objetivo estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera, principalmente del CO₂, a un nivel que permita a los ecosistemas adaptarse naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible. Dentro de la Convención cada país tiene el compromiso de:

- Reunir y compartir información sobre las emisiones de GEI, políticas nacionales y buenas prácticas
- Elaborar estrategias nacionales relativas a las emisiones de GEI y a la adaptación a los impactos esperados, incluyendo la provisión de apoyos económicos y tecnológicos a los países en desarrollo
- Cooperar para la preparación a la adaptación a los impactos del cambio climático

En 1997, los gobiernos acordaron incorporar un anexo al tratado, conocido como el *Protocolo de Kyoto*:

- *Protocolo de Kyoto*, 1997. Aprobado en 1997 tiene como objetivo limitar las emisiones, para el periodo 2008-2012, de CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs y SF₆, todos ellos gases de efecto invernadero. Para los tres primeros se tomó como año base 1990 y para los demás la referencia fue más flexible pudiendo elegir como año base entre 1990 y 1995.

El Protocolo establece tres mecanismos de flexibilidad para el cumplimiento de los compromisos asumidos por los países desarrollados. Estos mecanismos son:

- 1) el Comercio de Emisiones de CO₂, que permite a cada país desarrollado que emite por debajo del límite impuesto por el Protocolo vender su excedente de derechos de emisión a otro país desarrollado que sobrepase sus límites. Este sistema ha comenzado a funcionar en la Unión Europea el 1 de enero de 2005 a través del Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (European Trading System, ETS).
- 2) la Aplicación Conjunta (Joint Implementation, JI), en el cual cada país desarrollado puede llevar adelante un proyecto para reducir emisiones en otro país desarrollado y recibir un crédito por ello, y
- 3) el Mecanismo de Desarrollo Limpio (Clean Development Mechanisms, CDM), por el cual, igual que en el JI, un país desarrollado puede llevar adelante un proyecto para reducir emisiones y recibir un crédito por ello pero en este caso el otro país ha de ser un país en desarrollo.

Dentro del Protocolo, la Unión Europea se comprometió a una reducción del 8% del total de los seis gases. Para alcanzar este objetivo todos los países llegaron a un acuerdo vinculante de reparto interno que cada miembro debía asumir. En el caso español este compromiso consiste en un límite del crecimiento del 17% de las emisiones de los tres primeros gases para el año 2010 tomando como año base 1990 que reduce a un 15% las emisiones de los seis gases.

El Protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005. El 10 de julio de 2006 eran ya 164 los países que se habían adherido y de ellos, 74 países lo han ratificado.

- La *Directiva 2003/87/CE, del Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (SECE)*: La Directiva SECE fija el reparto de emisiones entre los distintos países y sectores de la UE imponiendo a los titulares de las instalaciones emisoras de gases de efecto invernadero la obligación de contar con un permiso de emisión para un nivel determinado. El instrumento para llevar adelante este reparto es la elaboración de Planes Nacionales de Asignación en todos los Estados Miembros.

1.5. Energía y desarrollo sostenible

Tras la Conferencia de Río quedó patente el hecho de que la mayor parte de la energía del planeta era generada y consumida de un modo no sostenible, máxime si la tendencia era un aumento de este consumo y las tecnologías no se mejoraban. El cambio climático pasó a ser uno de los principales temas de investigación y el centro del debate político. Las energías renovables comenzaron a ser competitivas en muchos mercados y las tecnologías experimentaron un avance que aún continúa. La Agenda 21 y otros documentos estaban de acuerdo en que el crecimiento económico y el desarrollo social dependen de la energía y en que el abastecimiento de energía a nivel global debía seguir creciendo para satisfacer a una población en continuo crecimiento. El reto se establecía en mantener este crecimiento a la vez que se reducía el impacto sobre el medio ambiente garantizándose la calidad de nuestro hábitat a largo plazo.

La Agenda 21 reconoce que la energía es esencial para el desarrollo económico y social y para mejorar la calidad de vida. La necesidad de controlar las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes requiere de programas que promuevan la sensibilización ambiental y los sistemas energéticos coste-efectivos, en particular los renovables, contaminando menos y produciendo, transmitiendo y distribuyendo la energía de un modo más eficiente. Además de suministrar energía de forma que los impactos medioambientales sean los mínimos, se impone la necesidad de concienciar al consumidor para que mejore su ahorro energético maximizando la eficiencia.

Tras la Convención de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático y la decisión de los gobiernos de reducir los niveles de emisiones de CO₂, los generadores eléctricos se propusieron mejorar las plantas de producción y entre otras acciones se plantearon el cambio del combustible carbón al gas y una mayor participación de las energías renovables en la cuota de cada país.

Del mismo modo que con el CO₂, también se establecieron compromisos de reducción de emisiones de SO₂ y NO_x a partir de la Directiva Comunitaria para Grandes Plantas de Combustión (LCPD, Europe's Large Combustion Plants Directive). Estas reducciones podían alcanzarse también cambiando el carbón por el gas, utilizando carbones bajos en azufre e instalando equipos de desulfurización y quemadores de bajo NO_x en algunas plantas.

Eficiencia en la generación

Entre las cuestiones más importantes en relación a la eficiencia energética en la generación de electricidad, el Libro Verde de la Eficiencia Energética (EC, 2005b) destaca las siguientes:

- Asegurar el uso exclusivo de tecnologías eficientes. Es el caso de las plantas de gas de ciclo combinado que han probado alcanzar eficiencias de hasta el 60%.
- Fomentar la producción distribuida. Está comprobada la pérdida de calor en toda la cadena de suministro eléctrico (generación, transporte, distribución y suministro). La generación distribuida está más próxima a los consumidores y evita estas pérdidas.
- La cogeneración. También el papel de las nuevas plantas que combinan la producción de electricidad con las de calor con eficiencias de alrededor del 80% contribuye a la mejora de la eficiencia. Se hace especial hincapié en la necesidad de abaratar los costes de construcción de estas plantas y de desarrollar nuevas tecnologías que puedan aumentar el uso de los recursos renovables en la cogeneración.

Con el fin de apoyar el aumento de la eficiencia energética se han creado además instrumentos de mercado denominados certificados blancos. Este sistema ya se aplica en algunos países europeos y consiste en acreditar el ahorro de los proveedores y distribuidores como consecuencia de la toma de medidas de eficiencia energética a los usuarios finales. Estos certificados pueden intercambiarse y negociarse. El no contar con la cuota especificada de certificados implica sanciones económicas superiores al valor de éstos en el mercado. Se estudia el establecimiento de un plan de certificados blancos a escala comunitaria para la implantación del comercio en materia de eficiencia energética entre Estados Miembros.

Energías renovables

Las energías renovables van ocupando un lugar destacado en los sistemas energéticos de los países desarrollados y también en países en desarrollo donde además de las ventajas medioambientales se benefician de una forma de energía descentralizada que permite hacer llegar la electricidad a puntos remotos y alejados de la red. Además las energías renovables son una alternativa a los combustibles fósiles y reducen la dependencia energética de combustibles como el petróleo y el gas que se importan de países, muchos de ellos, en regiones políticamente inestables.

El Protocolo de Kyoto dio un impulso a la investigación y desarrollo de estas tecnologías al comprometer a los países que lo ratifican a reducir, fundamentalmente, sus emisiones de CO₂ que en la generación de electricidad por renovables no se producen.

Para que las energías renovables se establezcan, los sistemas eléctricos deben facilitar su entrada en un mercado hecho a la medida de las actuales tecnologías convencionales y nucleares.

El desarrollo de las nuevas políticas energéticas pasa por el aumento de la cuota de electricidad generada por renovables y por el uso racional de la energía. Las energías renovables tienen un carácter sostenible ya que los recursos son inagotables y sus impactos medioambientales más pequeños. Las energías renovables además aportan otros beneficios de carácter social al ser promotoras de puestos de trabajo. Donde más se aprecia esto es en el caso de la biomasa que además de generar puestos de trabajo en la planta también crea puestos en el campo en zonas normalmente deprimidas, implicando en su generación tanto a los industriales como a los agricultores y a las autoridades locales.

Energía de fusión

Las mismas características de las energías renovables en cuanto a recursos accesibles e ilimitados y emisiones cero de gases de efecto invernadero se le atribuyen a la energía de fusión nuclear. Los combustibles básicos para el funcionamiento de un reactor de fusión se encuentran en todo el planeta. El deuterio es un elemento abundante que se extrae fácilmente del agua de mar. El litio, a partir del cual se produce el tritio, también es un metal ligero que se encuentra en la corteza terrestre. Respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, las plantas de fusión no emiten CO₂ ni ningún otro contaminante que cause daños medioambientales.

Además, aunque se trata de una energía nuclear, apenas genera residuos y es intrínsecamente segura ya que no existe riesgo de accidente. Los únicos residuos radiactivos proceden de las partes metálicas próximas al plasma. Estos son pequeños en volumen y la radioactividad decae en pocas décadas. Tampoco se necesita un transporte continuado de combustible a la planta ya que el tritio se produce y consume dentro de la misma. En cuanto a los accidentes, las condiciones para que se de la reacción son tan difíciles de conseguir que ante cualquier imprevisto el proceso se detendría de forma automática, al no tratarse de reacciones en cadena no puede descontrolarse.

Esta tecnología se encuentra en la última fase experimental anterior al primer reactor comercial, el proyecto ITER⁵ (Internacional Tokamak Experimental Reactor), y las previsiones más optimistas son su participación en el sistema energético a partir de 2050. Dada su capacidad para la producción de electricidad a gran escala, una sola planta de fusión puede suministrar electricidad a dos millones de hogares. El objetivo del proyecto ITER es demostrar que la fusión puede ser utilizada para generar electricidad y obtener los datos necesarios para diseñar y operar la primera planta productora. Se estudiará el comportamiento del plasma en condiciones similares a las de una hipotética planta de 500 MW durante periodos largos de tiempo. También se probarán tecnologías de control, diagnóstico, calentamiento y mantenimiento remoto fundamentales para el funcionamiento de una planta real. Participan en el proyecto la Unión Europea, Japón, China, India, Corea del Sur, Rusia y los EEUU.

⁵ <http://www-fusion.ciemat.es/fusion/iter/ITER.html>

2. EXTERNALIDAD Y DESARROLLO SOSTENIBLE

Se define externalidad como toda aquella consecuencia en la sociedad y en el medio ambiente causada por un proceso de producción que no es tenida en cuenta en el precio del producto. En el caso de la generación de electricidad, las emisiones atmosféricas producidas en la instalación producen unos daños en la salud de las personas, los cultivos, los materiales de construcción, los ecosistemas forestales, sobre el calentamiento global, etc. que no se consideran costes reales de la producción de electricidad y por tanto no son tenidos en cuenta en el precio del producto, en este caso la electricidad generada. Se produce entonces un fallo del mercado, que a su vez hace que la asignación de recursos no sea la óptima al impedir una competencia real y un buen funcionamiento del mercado.

Si consideramos el caso de una central térmica de carbón, que es una de las tecnologías de generación eléctrica más contaminantes, las emisiones atmosféricas producen efectos negativos en la salud de la población, en los cultivos de la zona y en los materiales de construcción que afecta a los edificios incluidos los monumentos de interés histórico-artístico. En el caso de la salud humana, los servicios sanitarios y los empleadores tienen que hacerse cargo de unos costes adicionales de tratamientos, hospitalizaciones, medicinas, bajas laborales, etc. Lo mismo ocurre con los agricultores en el caso de los cultivos debido a pérdidas o descensos en la producción. Estos costes no son asumidos por el propietario de la central que por lo tanto no va a modificar la cantidad de energía que produce ni su precio, con lo que se va a originar el mencionado fallo de mercado. Este fallo está provocado porque la herramienta de asignación de recursos en el mercado, que es el precio, no recoge adecuadamente todos los costes asociados al proceso de producción. Dicho precio debería ser mayor ya que tendría que incorporar los costes sociales que está originando cada kilovatio-hora producido en esa central.

Si estos efectos externos se incluyeran en el precio de la energía producida por la central, el aumento del precio total tendría los siguientes efectos:

- la cantidad de energía que podría vender a este precio más elevado sería menor, con lo que disminuiría su producción y por tanto los efectos negativos derivados de la misma
- por otra parte existiría un incentivo económico para reducir las emisiones por el cual el empresario intentaría producir de una forma más limpia para poder producir más y así vender más energía.

2.1. Teoría de las externalidades

La teoría de las externalidades nace con Coase en los años 60 y a partir de entonces ha sido ampliamente desarrollada y aplicada para temas medioambientales en todo el mundo. Según Coase, ante la presencia de efectos externos siempre será posible conseguir una externalidad óptima y un máximo nivel de bienestar. Si las partes privadas y públicas pueden negociar sin ningún costo la asignación de los recursos, pueden resolver por sí solas el problema de las externalidades. Para ello es necesario que los derechos de propiedad de las distintas partes estén bien asignados y puedan defenderse.

Supongamos un producto que tiene una demanda en el mercado representada en la Figura 2 por la curva de demanda D , y unos costes marginales privados, que son la suma de los costes de producción, operación y materias primas, representados por la curva CM_P . Si a los costes marginales privados les sumo los costes externos, obtengo los costes marginales sociales representados por la curva de costes marginales sociales CM_S :

Costes marginales sociales = Costes marginales privados + Costes externos

Desde el punto de vista de la sociedad, el valor óptimo de producción es Q_S mientras que el funcionamiento normal del mercado consideraría Q_P como el valor óptimo de producción. Las consecuencias de no introducir las externalidades en los costes totales son una asignación no eficiente de los recursos y una producción por encima del óptimo deseable.

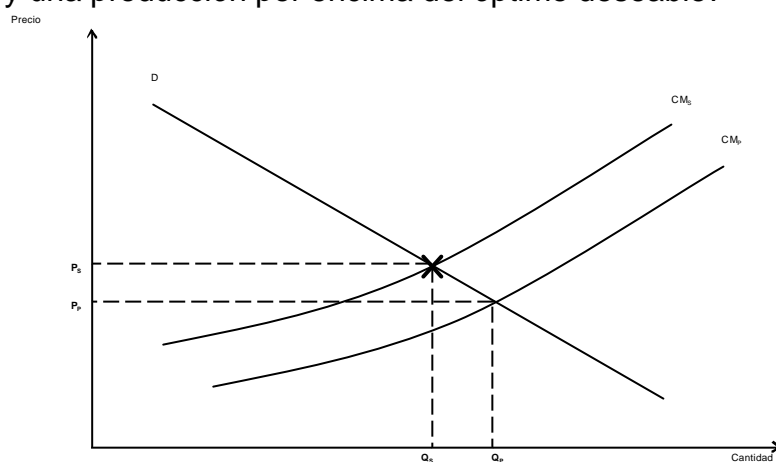


Figura 2. Costes marginales sociales y privados

Las externalidades desaparecen cuando los costes o beneficios externos se incorporan al precio del producto que es lo que se conoce por internalización. Esto trae como consecuencia la corrección del fallo de mercado, una distribución de recursos más eficaz y una mejora en el bienestar social. Existen varias formas de internalizar estas externalidades pero en casi todos los casos es necesario primero cuantificarlas y valorarlas en los mismos términos que el precio, es decir, en unidades monetarias.

2.2. Coste total de la energía

El coste total de la energía es la suma de los costes privados (combustible, operación y mantenimiento e inversiones), más los costes externos o externalidades negativas o menos los beneficios externos o externalidades positivas. Puesto que los costes privados están expresados en términos monetarios, la cuantificación de las externalidades en términos monetarios es la forma más directa de dar un valor real a la producción de energía. En la Figura 3 se presenta un esquema de la composición real del coste total de la energía.

La razón más importante para la valoración económica de las externalidades de la energía es asegurar una estructura óptima de fuentes de energía que permita satisfacer una determinada demanda energética. Si los costes externos son tenidos en cuenta se derivan otra serie de aplicaciones

importantes en la toma de decisiones como la selección de tecnologías y combustibles en función de los impactos que producen, la introducción de nuevas tecnologías energéticas cuyos costes privados sean más altos pero con mayores beneficios ambientales o la selección de emplazamientos desde una perspectiva global de mínimos costes totales.

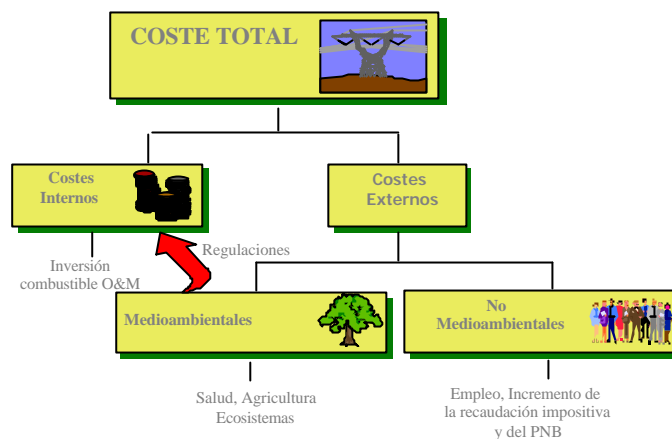


Figura 3. Coste total de la energía

2.3. Cuantificación de externalidades

Hasta la fecha son varios los intentos de cuantificar las externalidades, en especial las de la energía.

Metodología top-down

Es la metodología utilizada en los primeros trabajos sobre externalidades (Hohmeyer, 1988). Esta metodología calcula las externalidades de forma global y generalmente a escala regional o nacional y usa valores medios estimados previamente, tanto de las cantidades de contaminantes emitidos como de los daños causados. Se calcula así el daño producido para cada emisión de contaminante.

Se trata de una metodología muy útil, dada su simplicidad, para tener una idea general de los daños producidos por los ciclos de combustibles. Sin embargo tiene una serie de limitaciones. Al estar basada en valores medios nacionales y no considerar el efecto de variaciones en la distribución de cargas y receptores es imposible calcular con esta metodología el efecto de una instalación adicional con sus características específicas. Esto supone una limitación a la hora de internalizar las externalidades introduciendo estos costes en el precio ya que para ello necesitamos costes marginales. Además el impacto producido por distintas centrales es distinto según sea su tecnología y emplazamiento. La asignación de un valor medio distorsionaría la asignación eficiente de los recursos por el mercado.

Metodología bottom-up

La metodología con un enfoque bottom-up (Ottinger *et al*, 1990, Bernow, 1990 y 1995, Pearce, 1992, TER, 1995) trata de evitar esta limitación de la metodología top-down utilizando datos de emisión específicos de cada tecnología y de la localización de cada central. Se han realizado algunos estudios de este tipo utilizando diferentes métodos de valoración.

El estudio de la Universidad de Pace (Ottinger *et al.*, 1990) tenía como objetivos principales la revisión bibliográfica de las metodologías aplicadas

hasta la fecha en la determinación de los costes de las externalidades medioambientales y la presentación de los resultados de estos estudios. Se utilizó la aproximación *bottom-up* y los datos resultantes fueron la salida de un modelo que incluía datos sobre emisión de contaminantes, dispersión, funciones dosis-respuesta y valoración económica de impactos. Sin embargo, no hubo una fase de recogida de datos primarios sino que se tomaron los datos necesarios de la bibliografía existente.

El estudio llevado a cabo por Bernow *et al* en 1990 se desarrolló en el estado de Wisconsin y pretendía evaluar los costes de un grupo de contaminantes asociados a unas instalaciones productoras de electricidad. El estudio se basa en la aproximación *regulators revealed preference*, debido a que la aproximación función daño requería de mucha información y en su lugar se tomó el coste de encontrar soluciones para mejorar la calidad medioambiental propuesto por las agencias reguladoras como un reflejo de la disposición a pagar de la sociedad para evitar el riesgo de esos daños. Los costes de control marginales se utilizaron como una aproximación a los costes de daños marginales.

Pearce *et al.* (1992) utilizaron una aproximación de *ciclo de combustible* similar a la aproximación de Ottinger *et al.* pero más completa. Tampoco en este caso se recogieron datos originales del sitio.

El objetivo fundamental del estudio TER (1995) era una valoración de las posibles externalidades asociadas a distintas opciones de planificación de recursos de la Northern States Power Company. La metodología seleccionada fue la aproximación *coste del daño* que basada en la disposición a pagar relaciona las emisiones con los costes a través de una secuencia de pasos intermedios como la dispersión de estas emisiones, sus efectos sobre los receptores, etc.

El estudio realizado por el Instituto Tellus en 1995 (Rowe *et al*, 1995) utilizó también la aproximación *coste del daño* y se desarrolló un modelo, el *EXMOD*, para el cálculo de los costes externos de distintas opciones de producción de electricidad. Los principales objetivos eran dos, el desarrollo de una metodología y la aplicación a las circunstancias propias de Nueva York. Para la valoración monetaria de algunos impactos se usaron costes de control y para otros se usaron técnicas de valoración contingente. Los resultados de la evaluación recibieron críticas por haber desestimado varias categorías de costes externos importantes, en especial los relativos al calentamiento global.

Posteriormente a estos estudios, la Comisión Europea, dentro del programa JOULE II, emprendió el desarrollo de una metodología para la cuantificación de las externalidades de las diversas tecnologías de generación eléctrica, metodología que es hasta el momento la más aceptada por la comunidad científica internacional. La metodología *ExternE* se describirá con más detalle en el capítulo siguiente dedicado a las metodologías y herramientas utilizadas en este trabajo.

2.4. Aplicaciones de la cuantificación de las externalidades

A continuación se exponen algunos casos en los que la cuantificación de las externalidades es de gran utilidad:

- En la toma de decisiones ante nuevas inversiones. Es importante conocer los impactos medioambientales, incluida la salud humana, en el momento

de tomar una decisión sobre la localización, tecnología o combustible a utilizar en una nueva instalación de generación eléctrica. También es necesario conocer el coste marginal, es decir, el coste adicional cuando la nueva alternativa entre en funcionamiento. Esto incluye el análisis de todas las etapas del ciclo de las tecnologías. Otra utilidad es disponer de un mismo criterio para poder comparar unas alternativas con otras. Por último, la cuantificación de las externalidades permite conocer las consecuencias que tendrán en el futuro las decisiones que se tomen en el presente.

- En la evaluación de tecnologías. Con la cuantificación de los costes externos se pueden determinar los aspectos positivos y negativos de una determinada tecnología y evaluar su comportamiento general y su utilidad. De este modo se pueden detectar aspectos que se deben mejorar o si es recomendable darle una subvención o invertir más en investigación.
- En la ayuda en la elección del consumidor. Conocer las externalidades de los bienes de consumo pueden ayudar al consumidor a elegir si lo que desea es usar la alternativa que menos impactos genere.
- En el análisis coste-beneficio de políticas y medidas para la reducción de los impactos medioambientales y sobre la salud. Las políticas y medidas para la reducción de la contaminación implican costes adicionales para la industria y el consumidor. Los costes externos evitados, que son los costes externos de la diferencia de los impactos antes y después de la toma de medidas, pueden considerarse beneficios y compararse con los costes de modo que si son mayores los beneficios que los costes, la política o medida a tomar será positiva para todos los afectados.
- En la contabilidad verde. Cuando en una región hay distintas actividades económicas con emisiones atmosféricas diferentes, se pueden determinar los costes externos de cada una de las actividades y ordenar de mayor a menor los impactos en función del sector de cada actividad o de los contaminantes emitidos. También el cálculo de los costes externos sirve para comparar los efectos de estos impactos y permite hacer un seguimiento en el tiempo para comprobar si éstos mejoran o no.

3. MODELIZACIÓN ENERGÉTICA

3.1. Modelos

Un modelo se define como una descripción, desde un punto de vista matemático, de un hecho o fenómeno del mundo real. El objetivo del modelo matemático es entender ampliamente el fenómeno y en ocasiones predecir su comportamiento en el futuro.

Los modelos son herramientas de gran utilidad cuando se trata de analizar sistemas complejos que requieren de una enorme cantidad de datos. Con ellos se pueden describir matemáticamente los efectos y relaciones entre diferentes parámetros y se pueden procesar y actualizar datos de un modo práctico.

Las principales ventajas de un modelo son que es explícito puesto que todos los supuestos que se consideran están documentados y son susceptibles de ser revisados, hace sus cálculos en base a las consecuencias lógicas de los supuestos hechos por el usuario o modelista y es extenso y con gran capacidad para interrelacionar muchos factores a la vez.

En la planificación energética, hay objetivos que a veces se contradicen como puede ser encontrar las opciones de mínimo coste y mínimas emisiones de gases de efecto invernadero a la vez que se asegure el suministro energético. Los modelos energéticos se comenzaron a desarrollar con el fin de dar solución a la complejidad de la planificación de los sistemas energéticos y evitar las consecuencias de largo alcance derivadas de la toma de decisiones desfavorables.

El nivel de detalle de datos tecnológicos en la representación de un sistema energético depende del alcance temporal y geográfico del problema a analizar. Una aplicación típica del modelo energético se construye especificando las características de comportamiento de una serie de tecnologías y definiendo un sistema de referencia que se incluye en el análisis y que consta de todas las posibles cadenas energéticas que el modelo puede utilizar.

3.2. Clasificación de modelos energéticos

Los modelos energéticos se pueden clasificar de distintas formas en función del sector o sectores objeto de análisis, de la aproximación y definición de los datos utilizados, etc.

De este modo distinguimos las siguientes clases de modelos:

Modelos energéticos y económico-energéticos

En los modelos energéticos se modeliza con detalle el sistema energético con todas las tecnologías de generación y uso final y todos los combustibles que intervienen en él. En los modelos económico-energéticos se consideran además otras partes de la economía con lo cual se simplifica la parte estrictamente energética.

En un modelo energético cada tecnología viene descrita por una serie de parámetros técnicos y económicos. Estas tecnologías son procesos que transforman combustibles en electricidad, calor, emisiones y residuos.

Modelos bottom-up y top-down

En los modelos top-down o de arriba-abajo, se parte de datos globales agregados para llegar a datos con más detalle a nivel regional o local. Los detalles sobre el funcionamiento del sistema provienen de parámetros macroeconómicos agregados como el capital o las tasas de interés.

En los modelos bottom-up o de abajo-arriba, se llega a conclusiones generales a través del análisis detallado de datos a nivel local o regional.

Modelos de equilibrio parcial y de demanda fija

En los modelos de demanda fija, la demanda es un dato exógeno predeterminado que el modelo no cambia.

Los modelos de equilibrio parcial sin embargo calculan el balance o equilibrio a través de las curvas de demanda y suministro de la energía. De esta forma, la demanda de energía es elástica, es decir, se ve afectada por los cambios en el precio de modo que cuando el precio se incrementa, la demanda tiende a disminuir. En lugar de introducir un valor único de demanda, el usuario introduce una curva de demanda. Se llaman modelos de equilibrio parcial porque solo incluyen el sector energético.

Modelos de optimización y simulación

Los modelos de simulación tienen el mismo número de ecuaciones que de variables por lo que el grado de libertad es nulo y la solución que satisface las condiciones no tiene por qué ser la mejor. Un resultado de la simulación puede ser un pronóstico del comportamiento futuro de los sistemas bajo unas condiciones fijadas por el modelista o una serie de medidas políticas para el diseño de nuevas estrategias y la evaluación de sus efectos sobre el sistema.

Los modelos de optimización tienen una función objetivo que puede ser maximizada o minimizada bajo determinadas restricciones. Un modelo de optimización lineal consta solamente de ecuaciones lineales, tiene varios grados de libertad y existen varias soluciones posibles de las cuales el modelo ofrece la mejor.

Los modelos de simulación describen el sistema real para estudiar su comportamiento mientras que los modelos de optimización son prescriptivos e indican al usuario la mejor manera de obtener el máximo beneficio en una situación particular.

Modelos estáticos, cuasi-dinámicos y dinámicos

Los modelos estáticos representan el sistema objeto de estudio en un momento determinado sin tener en cuenta las variaciones temporales y dan una solución para un solo instante en el tiempo.

Los modelos cuasi-dinámicos y dinámicos estudian el sistema durante un periodo de tiempo. En los cuasi-dinámicos, el sistema se optimiza para un periodo de tiempo y la solución de este periodo es la base para la optimización del siguiente periodo y así sucesivamente, mientras que en los dinámicos, la función objetivo cubre todos los periodos a la vez y todo el horizonte temporal se optimiza simultáneamente.

Modelos paramétricos y econométricos

En los modelos paramétricos, la estructura y los parámetros del sistema pueden cambiar a medio y largo plazo. Los datos provienen de distintas fuentes como la bibliografía, estadísticas oficiales o bases de datos ya existentes.

En los modelos econométricos, los datos están basados en análisis estadísticos de series históricas asumiendo que en el pasado el sistema se mantenía sin cambios. Sirven para modelizar sistemas a corto plazo, requieren menos datos puesto que son más agregados y basan sus proyecciones en relaciones. Estos modelos no tienen en cuenta la estructura tecnológica de la demanda energética. Tienen una buena base estadística y utilizan los datos del pasado en sus cálculos pero no introducen los cambios en la estructura de las relaciones entre la energía y la economía.

3.3. Algunos modelos energéticos

MARKAL (MARket ALlocation) es un modelo de representación de sistemas energéticos que incluye tecnologías de extracción, transporte o transmisión, conversión y uso de energía para satisfacer la demanda futura de servicios energéticos. Ha sido desarrollado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) dentro del programa ETSAP⁶ (Energy Technology Systems Analysis

⁶ <http://www.etsap.org/index.asp>

Programme), creado en 1976 con el fin de establecer un consorcio de países interesados en cooperar en la creación, mantenimiento y expansión de una herramienta consistente de análisis energético, económico y medioambiental de alcance multi-regional. Desde entonces se ha utilizado en más de 40 países, tanto desarrollados como en vías de desarrollo.

MARKAL es un modelo de optimización de abajo-arriba y multi-periodo. La solución de un modelo *MARKAL* representa el conjunto óptimo de tecnologías que cubrirá la demanda de energía proyectada con las restricciones especificadas. Los principales parámetros de entrada al modelo son los recursos disponibles, las características económicas, técnicas y medioambientales de las tecnologías y las demandas. El horizonte temporal se puede dividir en periodos donde las participaciones de las distintas tecnologías en el mercado varían de unos a otros ya que tiene en consideración las nuevas instalaciones y el desmantelamiento de las antiguas. La generación eléctrica en el modelo puede resolverse para dos periodos del día, diurno y nocturno, y tres estaciones del año, verano, invierno e intermedia.

El análisis multi-objetivo se lleva a cabo en *MARKAL* a través de ocho ecuaciones: coste total del sistema, coste específico de las energías renovables, impacto medioambiental, uso de energías fósiles, uso de energías renovables, uso de energía nuclear, seguridad en el suministro de los recursos de energía primaria y combinación de costes y seguridad. Todas estas ecuaciones pueden usarse como objetivo, restricciones o para la contabilidad, en este último caso no influyen en la solución óptima. La solución óptima incluye las capacidades instaladas al comienzo de cada periodo, los flujos de combustibles y energía, las actividades de los procesos y de las tecnologías de conversión, los costes totales y las emisiones totales. Para la introducción y edición de datos en *MARKAL*, iniciar su ejecución y manejar los resultados, existe una herramienta, *ANSWER*, basada en Windows, que funciona con la mayoría de las variantes del modelo: *MARKAL* Elasticidad de Demanda, *MARKAL-MACRO*, *MARKAL-MICRO*, *MARKAL* estocástico, *MARKAL* con aprendizaje tecnológico endógeno y *MARKAL* con daños medioambientales entre otros.

MARKAL-MACRO es un modelo híbrido de optimización dinámica no lineal que combina el detalle tecnológico de *MARKAL* con la representación concisa de la macroeconomía de un único sector productivo. Se pueden conectar múltiples modelos *MARKAL-MACRO* para representar el comercio de emisiones y energía entre países.

MARKAL-MACRO-MERGE es una integración de *MARKAL-MACRO* con *MERGE*.

MERGE (Model for Evaluating Regional and Global Effects) es un modelo de optimización global que describe la interacción existente entre la producción macroeconómica, el sistema energético, las emisiones de contaminantes y el cambio climático. El modelo consta de tres partes fundamentales: el módulo macroeconómico, la parte de suministro energético y el módulo de clima. Combina una descripción arriba-abajo de la economía y la demanda energética con una descripción abajo-arriba del sector de la energía.

El módulo macroeconómico define una función de utilidad inter-temporal de un único y representativo productor-consumidor en cada una de las regiones

del modelo. Esta función es la que MERGE va a maximizar atendiendo a unas restricciones dadas. Las principales variables de este módulo son los factores de producción del capital, la tasa de empleo y las entradas de energía. Todas estas variables determinan la salida total de una economía de acuerdo a una función de producción con una elasticidad constante de sustitución. Las cantidades óptimas de los factores de producción vienen dadas por sus precios relativos. El núcleo del módulo de energía está formado por un sistema energético de referencia que describe las opciones de las tecnologías disponibles para satisfacer la demanda de energía como un factor de producción. Por último, el módulo de clima calcula las concentraciones resultantes de gases de efecto invernadero y la temperatura global.

En la actualidad, el modelo se ha extendido para que pueda estudiar los costes del Protocolo de Kyoto bajo diferentes esquemas y supuestos de comercio de emisiones. MERGE puede investigar los efectos en el tiempo de la utilización de los mecanismos de desarrollo limpio y de aplicación conjunta e incluye todos los gases objeto del Protocolo y sus opciones de reducción.

GMM (Global Multi-Regional MARKAL Model) desarrollado en el Grupo de Economía de la Energía del Paul Scherrer Institute (PSI) de Suiza, tiene su objetivo en la exploración de posibles vías de desarrollo de tecnologías de energías alternativas y en la evaluación de los instrumentos de políticas de clima con especial énfasis en el papel del aprendizaje tecnológico. Este modelo se ha utilizado en el marco de varios proyectos de la Comisión Europea como *ACROPOLIS*, *CASCADE-MINTS* y *SAPIENTIA*.

En la actualidad, el PSI está intentando incluir en el modelo las curvas de reducción de contaminantes distintos de los gases de efecto invernadero. Su incorporación puede tener efectos importantes en los costes y composición de las estrategias de reducción.

SAGE (System for Analysis of Global Energy) es un modelo de análisis de mercados globales de energía. Se trata de una versión de *MARKAL* que permite fragmentar soluciones en periodos de tiempo sucesivos y emplea un algoritmo de mercado compartido y aprendizaje tecnológico intertemporal. SAGE está compuesto por una serie de modelos regionales que facilitan una base tecnológica detallada para el cálculo de los consumos energéticos regionales. Para cada región, el caso de referencia calcula 42 demandas de servicios energéticos de uso final en base a proyecciones económicas y demográficas.

Este modelo ha sido desarrollado por el Departamento de Energía de los EEUU (DOE) quien lo utiliza para elaborar las proyecciones en sus informes anuales *International Energy Outlook*.

EFOM (Energy Flow Optimisation Model) es un modelo de optimización de abajo-arriba y multi-periodo desarrollado en el marco de un programa de investigación de la Comisión Europea. EFOM describe el sistema energético completo desde el suministro de la energía primaria hasta los sectores de demanda. El modelo se centra en las opciones de tecnologías en varios sectores del sistema energético, en la demanda de energía primaria y en las emisiones. Se ha aplicado a países de la Unión Europea y a otros como Rusia, Méjico y China.

Las entradas al modelo para cada tecnología pueden ser factores de emisión de contaminantes, vida técnica y económica de las instalaciones generadoras y posibilidades de exportación. Se pueden incluir además límites superiores e inferiores a los flujos y capacidades así como a las importaciones y a los costes totales.

EFOM tiene un módulo medioambiental que incluye tecnologías de reducción de emisiones con coeficientes de emisión negativos. Se han introducido también en el módulo unos límites anuales de contaminación en función de la tecnología, el sector o el sistema total. También se pueden calcular y restringir las emisiones de CO₂ acumuladas de modo que el modelo pueda determinar la mejor estrategia a largo plazo para la reducción de estas emisiones.

MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental impact) es un modelo de optimización de sistemas utilizado para la planificación de sistemas energéticos, el análisis de políticas energéticas y el desarrollo de escenarios a medio y largo plazo desarrollado por IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis).

El modelo proporciona un marco de representación del sistema energético con todas sus interdependencias desde la extracción de recursos, importaciones y exportaciones, conversión, transporte y distribución, a la provisión de servicios energéticos finales como la iluminación, calefacción y aire acondicionado, procesos de producción industrial y transporte. Los escenarios se desarrollan minimizando el coste total del sistema bajo unas restricciones impuestas. Con esta información y otras características del escenario como la demanda de servicios energéticos, el modelo configura la evolución del sistema energético desde el año de referencia o año base hasta el final del horizonte temporal. MESSAGE facilita las capacidades instaladas de las tecnologías, las salidas y entradas de energía, las necesidades de energía en las distintas etapas del sistema, los costes y las emisiones. En su ejecución, determina qué tecnologías y qué recursos se usan para satisfacer una demanda de uso final determinada mientras se minimiza el coste total del sistema.

MESSAGE está basado en UNIX y en su última versión proporciona información sobre el uso de recursos domésticos, importaciones y exportaciones de energía, flujos de moneda del mercado, inversiones necesarias, tipos de tecnologías de producción o conversión seleccionadas (substitución de tecnologías), emisiones de contaminantes y procesos de sustitución de combustibles. También se ha incorporado recientemente el aprendizaje endógeno para varias tecnologías usando la programación entera mixta y una extensión que cubre los principales gases de efecto invernadero, sus comportamientos y tecnologías de reducción.

POLES es una herramienta para el estudio a largo plazo de cuestiones relacionadas con la energía, la tecnología y el cambio climático desarrollada por el IEPE (Institute of Energy Policy and Economics) y el IPTS (Institute for Prospective Technological Studies).

El modelo simula la demanda y el suministro de energía para 32 países y 18 regiones mundiales. Hay 15 sectores de demanda energética, 12 tecnologías de generación eléctrica a gran escala y 12 tecnologías nuevas y renovables. Para la demanda, las ecuaciones tienen en cuenta la

combinación de los efectos del precio, las restricciones técnico-económicas y las tendencias.

Los perfiles de suministro de petróleo y gas se proyectan para los principales países productores a partir de una simulación de las actividades de perforación y del descubrimiento de nuevas reservas teniendo en cuenta el precio, los recursos actuales y la producción acumulada.

La integración de las demandas de importación y las capacidades de exportación de las distintas regiones están incluidas en el módulo de mercado energético internacional. Los cambios en el precio internacional del petróleo, gas y carbón son endógenos teniendo en cuenta la tasa de capacidad de utilización del petróleo del Golfo, la tasa de reserva sobre la producción para el gas y el petróleo y la tendencia de la productividad y de los costes de producción del carbón.

POLES se ha utilizado para la elaboración del informe *WETO 2030*⁷ de la Comisión Europea.

PRIMES es modelo desarrollado por la Universidad Nacional Técnica de Atenas (NTUA) que simula una solución de equilibrio de mercado para el suministro y demanda de la energía en los países miembro de la UE. El modelo determina el equilibrio encontrando precios para cada forma de energía en base a la cantidad de productores que cubre una cantidad determinada de consumidores. El equilibrio es estático en cada periodo pero se repite a lo largo del tiempo bajo relaciones dinámicas. Se trata de un modelo de comportamiento pero también representa de modo explícito y detallado la demanda de energía disponible y las tecnologías de suministro y de reducción de la contaminación. El sistema incluye consideraciones sobre la economía de mercado, estructura de la industria, políticas energéticas y medioambientales y regulaciones. Todas ellas influyen en el comportamiento de los agentes del sistema energético en el mercado.

PRIMES tiene una estructura modular y puede ser usado como un modelo unificado o por módulos para estudios específicos. En su módulo estructural, refleja una distribución de la toma de decisiones entre los agentes que deciden individualmente sobre su suministro, demanda, la combinación de suministro y demanda y los precios. Después el módulo de integración de mercado simula la compensación del mercado. PRIMES es un modelo de pronóstico, construcción de escenarios y análisis de impacto de políticas y cubre un horizonte a medio y largo plazo. PRIMES simula en detalle la elección de la tecnología para cubrir la demanda y la producción de energía. Considera los equipos existentes, su desmantelamiento y la posibilidad de reemplazamiento prematuro. Para cualquier instante en el tiempo, los consumidores o productores eligen la tecnología de sus equipos en base a la economía y teniendo en cuenta la influencia de las políticas energéticas, las condiciones del mercado y los cambios tecnológicos.

NEMS (National Energy Modeling System) es un modelo económico-energético de equilibrio general diseñado por la Administración de Información de la Energía (EIA) del Departamento de Energía de los EEUU (DOE) para el estudio de los impactos sobre la energía, la economía, el medioambiente y la seguridad de las distintas políticas en materia energética

⁷ World Energy, Technology and climate policy Outlook

y de los posibles mercados de energía. NEMS hace proyecciones de la producción, importación, conversión, consumo y precios de la energía en base a factores macroeconómicos, mercados energéticos mundiales, disponibilidad y costes de los recursos, costes y funcionamiento de tecnologías y demografía. La modelización de las emisiones incluye las emisiones de CO₂ y metano de todo el sistema energético y la posibilidad de considerar el comercio de emisiones de CO₂ y de poner unas tasas o unos límites a estas emisiones.

Todos los años se hacen proyecciones con NEMS desde el presente hasta 20 o 25 años después y se publican en el informe anual de la EIA, *Annual Energy Outlook*.

Para los sectores residencial, comercial, transporte, generación de electricidad y refino, incluye una extensa representación de cada tecnología con sus características principales como los costes de inversión y de operación, la eficiencia y otros. El modelo también tiene en cuenta tecnologías futuras.

3.4. TIMES

TIMES (The Integrated **MARKAL-EFOM System**) es el último y más avanzado código fuente de la familia de modelos *MARKAL* desarrollado dentro del programa ETSAP.

Se trata de un generador de modelos matemáticos de representación, optimización y análisis de sistemas energéticos con unas tecnologías perfectamente definidas y caracterizadas a escala regional para un horizonte temporal flexible.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente sobre las distintas clases de modelos podemos definir *TIMES* como un generador de modelos dinámicos de optimización y de equilibrio parcial. Es un generador de modelos dinámicos en el que se generan resultados para distintos periodos de tiempo a la vez. Para ello todos los participantes en el mercado tienen que conocer cuál va a ser la demanda en un tiempo futuro y cómo van a ser las tecnologías y combustibles que cubran esa demanda. Genera modelos de equilibrio porque los suministradores proporcionan exactamente la cantidad de entradas en los procesos que necesitan los consumidores. Esto hace que el mercado sea perfectamente competitivo, donde ningún participante puede ejercer individualmente ningún poder sobre éste y todos los participantes tienen acceso a la información. Genera modelos parciales porque solo se modeliza una parte de la economía, el sector energético. Por último, es un generador de modelos de optimización, en los cuales la función objetivo consiste en maximizar los beneficios del consumidor y del productor o lo que es igual, como veremos a continuación, minimizar el coste total del sistema.

Los generadores de modelos de equilibrio parcial como *TIMES* tienen una característica común y es que configuran de manera simultánea la producción y el consumo de los recursos. El precio de producir un bien afecta a su demanda, mientras que la demanda también afecta al precio del producto. Los beneficios se obtienen de la curva de demanda para el recurso en cuestión. Las curvas de demanda miden la cantidad de un bien que el consumidor está dispuesto a adquirir a precios diferentes. En una situación normal, un individuo está dispuesto a comprar menos cantidad de un bien o

servicio cuando su precio aumenta, es la ley de la demanda, por eso la curva de demanda tiene pendiente negativa (Figura 4). El precio de todas las unidades producidas queda fijado por el valor de la última unidad, se trata del precio marginal. La pendiente de la curva de demanda refleja la reducción del valor marginal. La disponibilidad total del consumidor a pagar por una cantidad de un bien es toda el área comprendida debajo de la curva de demanda y eso es lo que denominamos beneficio total.

En lo mismos ejes podemos representar la curva de suministro. Al contrario que en la curva de demanda, los costes de producción se elevan cuando las unidades producidas aumentan. La pendiente de la curva de suministro refleja el aumento del coste marginal. El beneficio neto es por tanto la porción debajo de la curva de demanda que está por encima de la curva de suministro. Los beneficios netos se maximizan cuando el beneficio marginal es igual al coste marginal, es decir, el punto donde se cruzan las curvas de suministro y demanda. Este punto se llama punto de equilibrio porque tanto los consumidores como los productores están de acuerdo en la cantidad adquirida/ vendida y en el precio, es decir, determina la asignación eficiente de los recursos en la producción de un bien.

Un mercado alcanza el equilibrio a un precio P_E y una cantidad Q_E cuando ningún consumidor quiere adquirir menos unidades que Q_E y ningún productor quiere producir más que Q_E a un precio P_E .

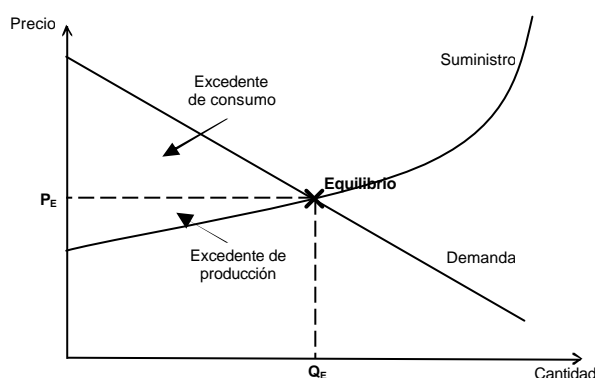


Figura 4. Punto de equilibrio del mercado

Cuando todos los mercados están en equilibrio, el beneficio económico total se maximiza. Maximizar el beneficio total es una aproximación al concepto de minimizar los costes directos en el que están basados anteriores modelos bottom-up de sistemas energéticos que fijan la demanda de los servicios energéticos y minimizan del coste de suministro de dicha demanda. En *TIMES*, la demanda es elástica a los precios permitiendo al modelo calcular el equilibrio suministro-demanda.

El criterio económico para elegir entre diferentes asignaciones de recursos a las distintas actividades es el de eficiencia de Pareto. Cualquier asignación de recursos satisface el criterio de eficiencia si el beneficio neto obtenido es máximo. Un mecanismo es eficiente en el sentido de Pareto si no existe ninguna otra asignación que permita a todo el mundo disfrutar al menos del mismo bienestar y que mejore estrictamente el de algunas personas. Si podemos encontrar una manera de mejorar el bienestar de algunas personas sin empeorar el de ninguna otra, estamos ante un asignación

ineficiente en el sentido de Pareto. Si no es posible encontrar ese tipo de mejora en el sentido de Pareto, la asignación es eficiente.

Un mercado competitivo tiene que determinar dos cosas: cuánto se produce y quién lo recibe. Determina la cantidad que se produce basándose en lo que se está dispuesto a pagar por el bien en comparación con lo que se debe cobrar para ofrecerlo.

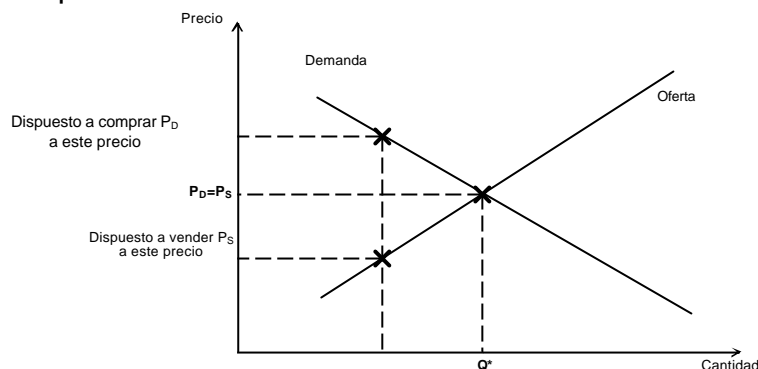


Figura 5. Óptimo de Pareto

En la Figura 5, a cualquier cantidad de producción inferior a la competitiva Q^* , hay un individuo dispuesto a ofrecer una unidad adicional del bien a un precio que es menor que el precio que otro individuo está dispuesto a pagar por el bien. Si éste es producido y es intercambiado entre estos dos individuos a un precio situado entre el de demanda y el de oferta, mejorará el bienestar de ambos. Por lo tanto, ninguna cantidad inferior a la de equilibrio puede ser eficiente en el sentido de Pareto, ya que es posible mejorar, al menos, el bienestar de dos personas.

A cualquier cantidad superior a Q^* , lo que está dispuesto a pagar un individuo por una unidad adicional del bien es menor que el precio que debe pagar para que alguien la ofrezca a la venta. Sólo en el punto de equilibrio del mercado, Q^* , se ofrece una cantidad eficiente en el sentido de Pareto, es decir, una cantidad tal que lo que se está dispuesto a pagar por una unidad adicional es exactamente igual a lo que se está dispuesto a cobrar por ofrecerla.

El mercado competitivo produce una cantidad eficiente en el sentido de Pareto. En un mercado competitivo, todo el mundo paga el mismo precio por un bien.

Principios fundamentales de *TIMES*

- Los productos de salida de una tecnología son funciones lineales de los productos de entrada.
- El beneficio económico total se maximiza sobre todo el horizonte temporal
- Los mercados energéticos son competitivos con una "visión perfecta" de futuro. Los mercados energéticos competitivos se caracterizan por una perfecta información y por unos agentes económicos independientes que juntos excluyen a cualquiera de ellos de ejercer un poder individual sobre el mercado. Ni el nivel de suministro de un productor ni el nivel de demanda de un consumidor afecta al equilibrio del precio de mercado ya que hay muchos otros vendedores y compradores para reemplazarlo. De acuerdo a la teoría microeconómica, en un mercado competitivo se supone que el precio de mercado de un producto es igual a su valor marginal en la economía. Esto se cumple en la economía de *TIMES*.

Además, en *TIMES*, asumir una “información perfecta” se extiende a todo el horizonte de planificación de modo que cada agente tiene un conocimiento perfecto de todos los parámetros del mercado presentes y futuros. El equilibrio se calcula maximizando el excedente total en una ejecución para todos los periodos. Se trata de un equilibrio dinámico intertemporal.

Dado que en *TIMES* las tecnologías son lineales, el equilibrio puede calcularse mediante técnicas de programación lineal.

El objetivo principal en *TIMES* es encontrar la configuración de tecnologías y combustibles que cubra las necesidades especificadas para un periodo de tiempo futuro al menor coste. Esto implica encontrar el mínimo valor posible de una función que sume todos los costes a lo largo de todo el horizonte temporal (inversión, materiales, costes fijos y variables, impuestos, costes de control, de desmantelamiento) y les descuenta todos los ingresos (subsidios, valor de recuperación). Aunque, como hemos visto, se asume que en *TIMES* todas las ecuaciones son lineales, esto no significa que las funciones de producción se comporten también de modo lineal sino que suelen ser no lineales y se representan como una función lineal escalonada (Figura 6).

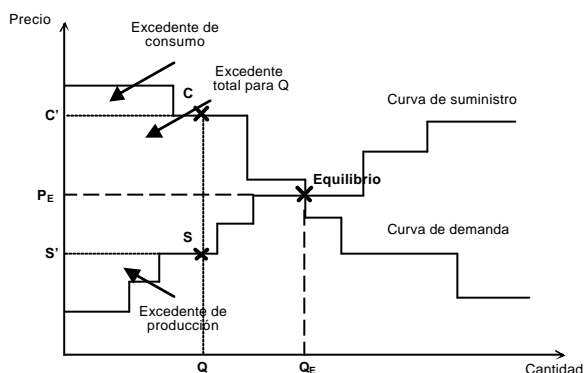


Figura 6. Excedentes de producción y consumo

La curva de suministro de un recurso puede representarse como una serie de segmentos de unidad de coste que va en aumento mientras permanece constante dentro del mismo intervalo. En la Figura 6, el excedente de los productores en el punto S es la diferencia entre los ingresos totales y el coste total de producir el bien y está representado como el área comprendida entre SS' y la curva de suministro. El excedente de los consumidores en el punto C está representado como el área comprendida entre CC' y la curva de demanda. Se puede definir como la oportunidad acumulada de obtener beneficios por parte de los consumidores que han adquirido el bien a un precio menor del que estaban dispuestos a pagar. Para una cantidad Q , el excedente total es el área comprendida entre las dos curvas a la izquierda de Q . El excedente total se maximiza cuando Q es igual a la cantidad de equilibrio Q_E .

Si tomamos Q como la reducción de emisiones, la curva de demanda actúa como la función daño de las emisiones en tanto que el coste es máximo cuando la emisión no se reduce y disminuye cuando la reducción aumenta. Por otra parte, la curva de suministro se comporta como el coste de las tecnologías de reducción ya que el coste es cero cuando no se incorporan

medidas de reducción y aumenta cuando se utilizan otras tecnologías alternativas menos contaminantes (Tosato GC., 2004).

Además también se pueden introducir variables enteras de modo que la inversión en plantas nuevas solo se pueda hacer en múltiplos de un tamaño dado. Esto hace posible asignar precios y propiedades diferentes a distintos tamaños de plantas. Se trata de un problema de optimización lineal donde las variables de decisión representan atributos tales como el nivel de actividad, la capacidad de un proceso y las inversiones.

Estructura

La estructura de un modelo ejemplifica su aproximación fundamental para la representación y análisis de un problema y no cambia de una ejecución a otra, se trata de la misma estructura matemática. Sin embargo, por ser un generador de modelos dependiente de los datos, variará en función de éstos.

TIMES es denominado como generador de modelos que basado en la información de entrada proporcionada por el modelista genera un caso de un modelo. Se trata de una herramienta especialmente adecuada para la exploración de posibles futuros energéticos basándose en el contraste de escenarios.

La estructura de *TIMES* está definida por variables y ecuaciones determinadas por los datos de entrada que proporciona el usuario. Esta información define cada base de datos regional del modelo y de la misma manera, la representación matemática resultante del Sistema Energético de Referencia (SER). La base de datos contiene datos cuantitativos y cualitativos. Los datos cualitativos comprenden listas de modos de transporte de energía, tecnologías y emisiones al medioambiente entre otros. Los datos cuantitativos comprenden supuestos sobre parámetros técnicos y económicos específicos de cada tecnología, región y periodo temporal.

Sistema Energético de Referencia (SER)

La descripción de un sistema energético en *TIMES* está basada en el concepto de Sistema Energético de Referencia o SER. El SER modeliza el sistema como una red de procesos y productos conectados por flujos de productos. En el SER, un proceso no refleja una única planta o instalación sino un tipo de tecnología. También, además de las tecnologías actuales, contiene un conjunto de nuevas tecnologías en estado de investigación o todavía muy costosas para ser utilizadas en la actualidad.

Un SER viene descrito por unos límites espaciales y temporales, unas componentes, unas conexiones, unas dependencias (reglas, relaciones cuantitativas), unos intereses económicos y unos encargados de tomar las decisiones.

El SER tiene tres componentes:

- 1) Productos de entrada y salida: son vectores o transmisores de energía, servicios energéticos, materias primas, flujos de moneda y emisiones. Normalmente un producto se genera en algunos procesos y se consume en otros diferentes, salvo en el caso del almacenamiento o el comercio donde el producto de entrada y el de salida es el mismo.
- 2) Tecnologías o procesos: son representaciones de los dispositivos físicos que transforman unos productos en otros. Los procesos pueden ser

fuentes primarias de productos, como es el caso de la minería o las importaciones de combustible, o pueden ser actividades de transformación, como las plantas de conversión que producen electricidad, las plantas procesadoras de energía como las refinerías y los dispositivos de demanda final como los automóviles o los sistemas de calefacción. Los grupos de procesos contemplados en el SER de *TIMES* son la cogeneración, los dispositivos de demanda, la generación de electricidad, la producción de calor y la fabricación de materiales.

3) Flujos de productos: es una cantidad de un producto dado generada o consumida por un proceso determinado. Son los enlaces entre los procesos y los productos. Un flujo es de la misma naturaleza que el producto pero está ligado a un proceso particular y representa una entrada o una salida de ese proceso.

Hay tres tipos de ecuaciones que describen los flujos entre los productos. El primer tipo es la ecuación de transformación de flujos de entrada en flujos de salida en un proceso. Esta ecuación se usa, por ejemplo, para modelizar la eficiencia o para determinar las emisiones en función del combustible utilizado. El segundo tipo es la ecuación de asignación de mercado que limita la proporción del flujo de entrada o salida de un producto en particular dentro de un grupo de productos. De este modo se asegura que la proporción en que un producto entra o sale de un proceso esté dentro de los límites especificados para el flujo total del grupo de productos. El usuario puede limitar un flujo de un producto individual para que sea mayor, menor o igual a un porcentaje del total del grupo. El tercer tipo de ecuación es una ecuación de balance que asegura que exista un equilibrio entre la producción y el consumo de los productos. Determina que la importación y producción de cada producto sea mayor o igual a la exportación y consumo en cada periodo de tiempo.

El SER se representa por medio de un diagrama de red donde los procesos están representados por cajas, los productos por líneas verticales y los flujos de los productos son los enlaces entre las cajas y las líneas.

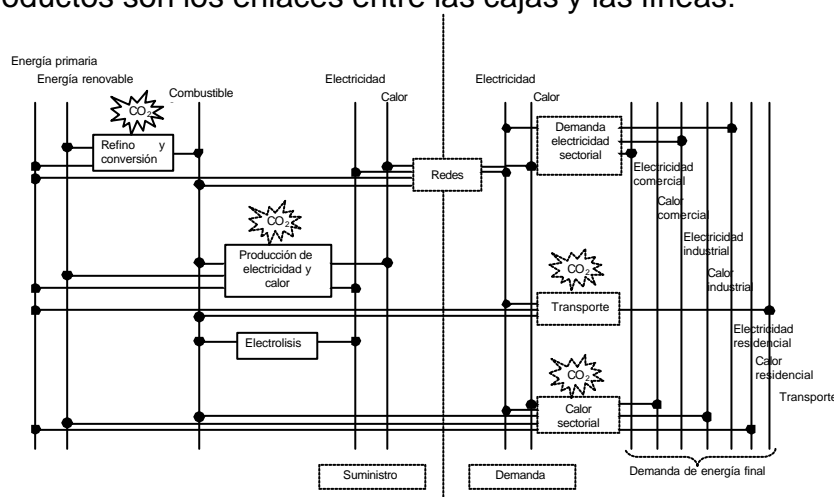


Figura 7. Representación general de un SER

Cada componente del SER, procesos, productos y flujos, tiene asociada una serie de parámetros que se muestran a continuación.

Existen tres categorías de *parámetros asociados a los procesos*:

- Parámetros técnicos: incluyen, entre otros, la eficiencia, el factor de disponibilidad, el consumo de combustibles y materiales y las emisiones por unidad de actividad, la proporción en la que entra cada combustible por unidad de actividad, la vida técnica del proceso y el tiempo de construcción y desmantelamiento de la instalación.
- Parámetros económicos y políticos: incluyen todos los costes de inversión, desmantelamiento, mantenimiento y operación de un proceso, además de los impuestos y subsidios. También son parámetros económicos la vida económica del proceso, que es el tiempo que tarda en amortizarse la instalación, y la tasa de descuento específica del proceso. Estos últimos parámetros son útiles para el cálculo de los pagos anuales sobre el coste de inversión inicial.
- Límites: el modelista puede además poner límites inferiores, superiores o fijos a la inversión, capacidad y actividad de un proceso.

Los *parámetros asociados a los productos* se dividen también en tres categorías:

- Parámetros técnicos: son la eficiencia del producto y los periodos de tiempo sobre los cuales se le hace el seguimiento. En el caso de los productos de demanda también son parámetros técnicos la proyección anual de la demanda y las curvas de carga.
- Parámetros económicos: incluyen los costes adicionales, impuestos y subsidios de toda la generación del producto. En el caso de servicios de demanda, hay parámetros adicionales como el número de tramos utilizado para la aproximación discreta de la curva que definirán la curva de demanda.
- Parámetros basados en políticas: incluyen límites sobre la generación del producto (p.e. emisiones de CO₂) o sobre las importaciones y exportaciones en una región.

Los parámetros asociados a los flujos de productos que entran y salen de un proceso son los siguientes:

- Parámetros técnicos: permiten el control total sobre el porcentaje máximo y mínimo de un flujo de entrada o salida de un grupo de productos. Otros parámetros definen la cantidad de ciertas salidas en función de ciertas entradas.
- Parámetros económicos: incluyen los costes de distribución y otros costes variables, impuestos y subsidios sujetos a un flujo de proceso individual.

Por último los parámetros asociados a todo el SER incluyen los factores de conversión de moneda, las definiciones de periodos de tiempo específicos para cada región, las tasas de descuento general para regiones específicas y el año de referencia para el cálculo del coste total de descuento.

Regiones, horizonte temporal y periodos.

Un modelo en *TIMES* tiene una región externa y al menos una interna. La región externa es la región donde se producen y de donde se importan los primeros productos a la región interna de estudio.

El horizonte temporal está dividido en un número de periodos temporales elegido por el usuario. El periodo inicial se considera un periodo pasado sobre el cual el modelo no tiene libertad y para el cual las cantidades de interés son todas fijadas por el usuario en sus valores históricos. Es recomendable que el periodo inicial sea de un solo año para facilitar la calibración de las estadísticas energéticas estándar. La calibración al primer

periodo es una de las tareas más importantes. Las principales variables para calibrar son las capacidades y niveles de operación de todas las tecnologías, las cantidades extraídas, exportadas, importadas, producidas y consumidas de todos los combustibles y las emisiones.

Escenarios.

Un escenario en *TIMES* incluye cuatro tipos diferentes de entradas: la demanda de servicios energéticos, el potencial de los recursos primarios, las políticas establecidas y la descripción de una serie de tecnologías.

- El escenario de demanda: los factores de crecimiento de la demanda en *TIMES* son parámetros como la población, el PIB o las unidades familiares, y son datos externos procedentes de otros modelos u otras fuentes. Una vez obtenidos estos datos, para construir el escenario se necesita calcular una serie de demandas de referencia de servicios energéticos para todo el horizonte temporal. Para ello se elige la elasticidad de demanda de cada parámetro en cada región que es una forma de medir la sensibilidad de la demanda a las variaciones del precio de cada parámetro. La elasticidad-precio de la demanda, e , se define como la variación porcentual de la cantidad demandada dividida por la variación porcentual del precio:

$$e = \frac{\Delta q / q}{\Delta p / p} = \frac{p \cdot \Delta q}{q \cdot \Delta p} \quad (9)$$

La elasticidad puede expresarse como el cociente entre el precio y la cantidad multiplicada por la pendiente de la curva de demanda. Como la pendiente de la curva de demanda es negativa, la elasticidad será también negativa. Un valor de la elasticidad igual a -1 indica que una subida del precio en un 1% lleva a una reducción del 1% en la producción, mientras que una elasticidad igual a -2 quiere decir que una subida del 1% en el precio lleva a un descenso del 2% en la producción. En general, la elasticidad de la demanda de un bien depende, en gran medida, de la cantidad de sustitutivos cercanos que tenga. Si un bien tiene muchos sustitutivos cercanos, cabe esperar que su curva de demanda sea muy sensible a las variaciones de su precio. En cambio, si tiene pocos sustitutivos cercanos, su demanda será probablemente bastante inelástica.

Aunque las demandas son proporcionadas para el escenario de referencia, éstas se verán afectadas cuando se ejecuta el modelo para otros escenarios, entonces *TIMES* tiene la facultad de calcular la respuesta de las demandas a las nuevas condiciones. Para ello requiere de una serie de elasticidades de las demandas a sus propios precios. De esta manera *TIMES* ajusta las demandas para los casos alternativos al escenario de referencia de un modo endógeno. No son las demandas las que conducen el modelo sino las curvas de demanda.

En resumen, un escenario de demanda consiste en una serie de supuestos sobre sus factores de crecimiento y sobre las elasticidades de las demandas a estos parámetros y a sus propios precios.

- El escenario de suministro: se trata de un conjunto de curvas de suministro para la energía primaria y los recursos materiales. En *TIMES*

cada curva de suministro en cada región tiene varios tramos de modo que cada uno representa un cierto potencial de un recurso disponible a un cierto coste.

- El escenario político: las políticas que de alguna manera tienen impacto sobre el sistema energético deben formar parte de la definición de los escenarios. Por tratarse *TIMES* de un generadora de modelos donde las tecnologías están descritas con gran detalle es posible simular un amplio rango de medidas políticas tanto a corto como a largo plazo.
- El escenario tecnológico: consiste en una serie de parámetros técnicos para la transformación de los recursos primarios en servicios energéticos. Es fundamental en *TIMES* contar con un conjunto de tecnologías, presentes y futuras, lo más amplio y fiel a la realidad posible.

3.5. Aplicaciones de la familia MARKAL

Proyecto NEEDS (New Energy Externalities Development for Sustainability): Se trata de un proyecto integrado para la evaluación de los costes y beneficios totales de la aplicación de las políticas y futuros sistemas energéticos. En ambos casos el alcance espacial es para cada país y también para todo el conjunto de la Unión Europea. Una de las tareas acometidas en *NEEDS* para la valoración de la sostenibilidad de las tecnologías y políticas energéticas a largo plazo es la construcción de modelos energéticos nacionales y paneuropeo utilizando el código *TIMES*.

EFDA (European Fusion Development Agreement): Es un modelo desarrollado dentro del marco del programa EFDA para explorar el potencial global de la energía de fusión a largo plazo. Este modelo contempla 15 regiones en todo el mundo relacionadas entre si por variables de comercio de energía y permisos de emisión. El horizonte temporal del modelo es el año 2100 dado que la fecha de posible entrada de la energía de fusión en el sistema es 2050.

4. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

A continuación se describen, de modo resumido, las tecnologías de energías renovables, combustibles fósiles y nucleares objeto de este estudio. Se han considerado tanto tecnologías actuales como tecnologías que previsiblemente estarán formando parte del sistema energético en el horizonte temporal elegido.

4.1. Energías renovables

Energía solar térmica

El principio básico común a todos los sistemas termo-solares es que la radiación solar directa se concentra y recoge para conseguir calor de temperatura baja, media o alta.

Las instalaciones de energía solar térmica se deben ubicar en zonas con alta radiación solar directa. Los enclaves adecuados deben ofrecer al menos 2000 kWh/m² de irradiación solar directa anual, aún pudiendo funcionar con umbrales inferiores, mientras que los mejores enclaves ofrecerán más de 2500 kWh/m².

El sistema más conocido de aprovechamiento de la energía solar es el captador solar que absorbe la radiación del Sol y transmite la energía

absorbida a un fluido portador. El principio de funcionamiento del colector solar se basa en la trampa de calor que produce una superficie acristalada. La radiación incidente del Sol, de onda corta, atraviesa el cristal y es absorbida por una superficie que se calienta. Ésta a su vez emite radiación térmica, de onda larga, que es atrapada por el cristal que impide su paso al exterior.

Los sistemas de concentración son una forma de colectores solares imprescindible si se requieren temperaturas elevadas ($>100\text{ }^{\circ}\text{C}$). Entre ellos están los colectores que concentran en un punto y los que concentran en una línea. En todos, la superficie absorbente corresponde a la imagen del Sol reflejada en la superficie de captación.

Si bien la radiación solar es una fuente térmica de elevada temperatura, la utilización de la misma en las condiciones del flujo que llega a la superficie terrestre destruye prácticamente todo su potencial de convertirse en trabajo. Por esta razón, se hace uso en las centrales eléctricas termo-solares de sistemas de concentración óptica o de sistemas de reflexión que permiten conseguir mayores densidades de flujo y con ello temperaturas más elevadas.

Los tres conceptos de concentrador solar más utilizados son los concentradores cilindro-parabólicos, los sistemas de torre y los discos parabólicos.

– Sistema de concentradores cilindro-parabólicos

Consiste en largas líneas paralelas de concentradores de foco lineal con seguimiento en un solo eje que alcanzan concentraciones de la radiación de 30 a 80 veces y potencias por campo unitario de 30 a 80 MW.

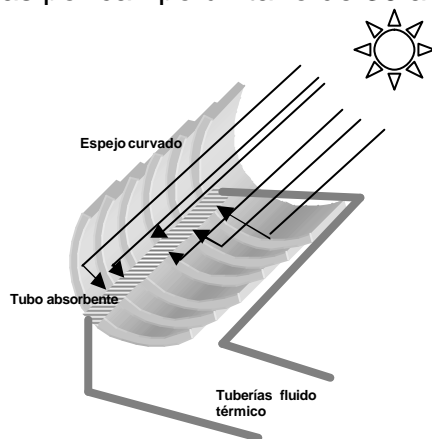


Figura 8. Concentrador cilindro-parabólico

Estos sistemas utilizan espejos con forma parabólica para concentrar la luz solar sobre un tubo receptor que contiene un fluido con gran capacidad para transferir calor. El fluido se calienta hasta unos 390°C y es conducido por unas tuberías a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado que alimenta un generador de turbina convencional que genera electricidad.

Como cualquier otro captador de concentración, los colectores cilindro-parabólicos sólo pueden aprovechar la radiación solar directa lo que exige que el colector vaya modificando su posición durante el día. Este movimiento se consigue mediante el giro alrededor de un eje paralelo a su línea focal.

El tipo de fluido de trabajo que se utiliza en los colectores cilindro-parabólicos depende de la temperatura a la que se desee calentar. Si las temperaturas deseadas son moderadas, se puede utilizar agua desmineralizada o etilenglicol. En cambio, se utilizan aceites sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas.

De las tres tecnologías actuales de centrales eléctricas termo-solares, las plantas con colectores cilindro-parabólicos son las que cuentan con una mayor experiencia comercial y las que tienen un menor coste de generación de electricidad o de producción de vapor sobrecalentado a alta presión. La tecnología de las plantas termo-solares del tipo SEGS (Solar Electric Generating Station) está totalmente disponible, aunque no resulta competitiva en la mayor parte de los mercados energéticos actuales si no dispone de algún incentivo de tipo fiscal o ayuda económica externa que tenga en cuenta sus ventajas desde el punto de vista medioambiental.

– *Sistema de torre o de receptor central*

Consiste en un campo de helióstatos (espejos planos) que colocados alrededor de una torre siguen la posición del Sol en todo momento y orientan el rayo reflejado hacia un foco colocado en la parte superior de dicha torre. Los órdenes de concentración son de 200 a 1000 y las potencias unitarias de 10 a 200 MW.

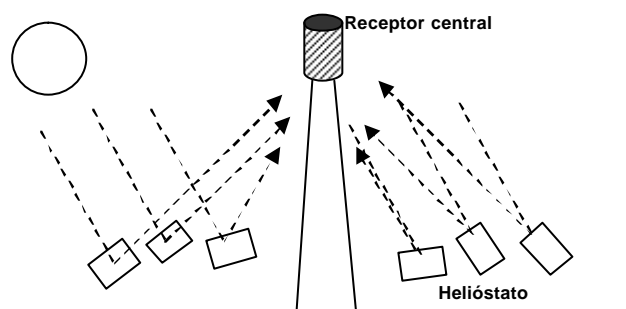


Figura 9. Sistema de torre

En los sistemas de torre o de receptor central, el intercambio se produce de forma centralizada con un intercambiador de calor situado encima de la torre. Debido a los altos flujos de radiación incidente, permiten trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos más eficientes, admiten fácilmente el funcionamiento híbrido y tienen el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso del almacenamiento térmico, pudiéndose plantear ya en la actualidad sistemas que superen las 4500 horas equivalentes al año.

Si bien el número de proyectos de centrales de torre ha sido muy numeroso, solamente unos pocos han culminado en la construcción de plantas experimentales. Estas experiencias han servido para demostrar la viabilidad técnica de las centrales de torre, cuya tecnología se encuentra en una fase madura pero que precisa una primera planta de demostración comercial para validarse en condiciones reales de producción.

– *Discos parabólicos*

Son pequeños espejos independientes con forma de disco que concentran la luz solar en un receptor ubicado en el punto focal del disco. Dentro del receptor hay un fluido que se calienta hasta unos 750°C y se utiliza para generar electricidad en un pequeño motor, habitualmente un Stirling, colocado sobre el receptor. Los niveles de concentración son superiores a los de los otros sistemas, entre 1000 y 4000, y las potencias unitarias entre 5 y 25 kW.

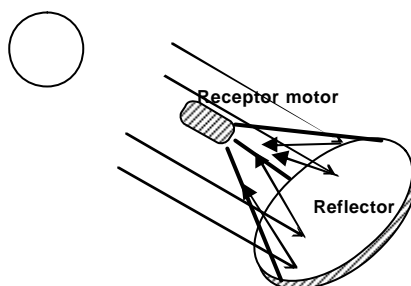


Figura 10. Disco parabólico

Los sistemas de disco Stirling han demostrado la mayor eficiencia de conversión de la radiación solar en energía eléctrica con valores máximos del 30% y hasta del 25% de promedio diario en unidades de 7 a 25 kW. Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro, se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3000. Esto permite alcanzar temperaturas de operación muy altas dando lugar a eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40%.

La superficie cóncava del concentrador está cubierta por espejos de vidrio con su correspondiente curvatura parabólica o bien por espejos delgados o polímeros metalizados soportados sobre una superficie de fibra de vidrio o de membrana tensionada.

Habitualmente se usan dos métodos para la transferencia de la radiación solar al gas de trabajo. En el primero se ilumina directamente un panel de tubos por el interior de los cuales circula el gas que suele ser helio, hidrógeno o aire. En el segundo método se utiliza el concepto de tubo de calor, vaporizándose un metal en fase líquida (normalmente sodio) que luego se condensa en la superficie de los tubos por los que circula el gas de trabajo y refluye nuevamente al absorbedor.

Resumiendo, las tecnologías térmicas solares se encuentran en distintos estados de desarrollo. Los concentradores cilindro-parabólicos son la tecnología más madura y disponible en la actualidad por lo tanto la que más se utilizará en los desarrollos a corto plazo. Las tecnologías de torre y discos ofrecen la oportunidad de alcanzar mayores eficiencias a menor coste pero todavía están por resolver cuestiones importantes como la reducción del coste de capital y posibilidad de mejoras. Los sistemas de torre necesitan que se resuelva la operación y mantenimiento de la tecnología de sales fundidas y el desarrollo de helióstatos a bajo coste. Los discos parabólicos requieren el desarrollo de un motor comercial y un concentrador también a

bajo coste. Para este trabajo se han elegido las tecnologías de concentradores cilindro-parabólicos y de torre.

Energía solar fotovoltaica

El efecto fotovoltaico consiste en la generación de electricidad a partir de la luz solar. La unidad mínima en la tecnología solar fotovoltaica es la célula solar que absorbe la luz del Sol y transforma la energía radiante absorbida en energía eléctrica.

Existen diferentes tecnologías de fabricación de células fotovoltaicas según el tipo de material semiconductor que actúa como absorbente de la radiación solar: células basadas en el silicio cristalino; de lámina delgada o en capa fina de sus componentes activos, películas de silicio (TF-Si), silicio amorfo (a-Si), calcopiritas (CIGS) y telurio de cadmio (CdTe); y células III-V de alta eficiencia. El silicio cristalino es el material más utilizado para la fabricación de células fotovoltaicas y se utiliza de distintas formas: mono-cristalino (c-Si) y multi-cristalino (m-Si). En las primeras, la estructura molecular es uniforme porque se ha formado toda a partir del mismo cristal. Esto las hace ideales para una transferencia de electrones eficiente a través del material. Por el contrario, las células multi-cristalinas están formadas por varios cristales pequeños cuyos límites dificultan el flujo de electrones y los obliga a recombinarse con los huecos reduciendo la potencia de la célula. Sin embargo al ser mucho más baratas se sigue investigando en ellas para encontrar la forma de minimizar los efectos de los límites.

Las películas de lámina delgada usan material semiconductor en capas muy delgadas (pocas micras) sobre un soporte de bajo coste como cristal, plástico flexible o acero inoxidable. Los materiales semiconductores más utilizados son el silicio amorfo (a-Si) y el telurio de cadmio (CdTe). El silicio amorfo no tiene estructura cristalina y dado que la cantidad necesaria para fabricar la película es mucho más pequeña que en las células tradicionales, el coste es mucho menor. El telurio de cadmio es un semiconductor que funciona muy bien frente al espectro solar. Como además se monta junto con una estructura de lámina delgada de sulfuro de cadmio que permite el paso de casi toda la luz solar a la lámina de telurio de cadmio, el resultado es un módulo de gran eficiencia y bajo coste.

En la actualidad, la investigación se dirige hacia las células solares orgánicas o de polímeros que se suponen más baratas, ligeras, flexibles y sencillas de fabricar que las de silicio pero que todavía se encuentran en una etapa muy prematura.

Una sola célula fotovoltaica produce del orden de 1 o 2 w. Para obtener voltajes de operación adecuados a la aplicación a realizar se conectan unas células con otras formando unidades mayores llamadas módulos fotovoltaicos. Los módulos fotovoltaicos a su vez se agrupan y componen de acuerdo al tipo de aplicación de suministro de energía en paneles fotovoltaicos.

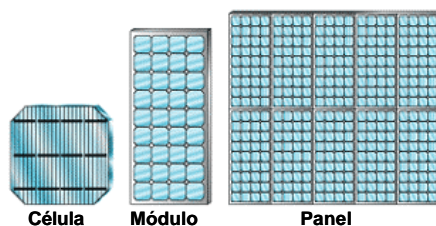


Figura 11. Célula, módulo y panel fotovoltaicos

Se consideran tres tipos de sistemas fotovoltaicos: aislados, híbridos y conectados a red. En este estudio nos centraremos en los sistemas aislados y conectados a red.

– *Aislados*

Son específicos de aplicaciones donde la red de distribución eléctrica no está disponible. Se benefician de la modularidad de la energía fotovoltaica y de ofrecer soluciones efectivas para problemas particulares abarcando desde pequeños sistemas de iluminación, repetidores de radio, electrificación de núcleos rurales y viviendas, hasta sistemas de bombeo y desalinización de agua. Generalmente están asociadas a un sistema de almacenamiento de energía que cubre las necesidades del sistema en momentos de no disponibilidad de radiación solar.

– *Conectados a red*

Proveen de energía eléctrica al sistema o la inyectan directamente a la red en momentos de sobreproducción. La aplicación de estos sistemas suele realizarse en ámbitos urbanos en edificios, tejados y fachadas, o en grandes plantas de producción de electricidad.

La mayoría de las instalaciones fotovoltaicas en viviendas están en el rango de potencia instalada de entre 1 y 5 kWp⁸, en función de la superficie de instalación disponible, que es generalmente el tejado o azotea del edificio. Los sistemas conectados a red en el rango de 1-100 kWp están situados sobre las fachadas o tejados de edificios de oficinas o particulares y en terrenos de bajo uso, aparcamientos, medianas de autopista, etc. siendo estos sistemas hoy en día los más competitivos frente al suministro convencional de energía. Sistemas conectados a red mayores de 100 kWp son generalmente gestionados por las compañías de distribución eléctrica y son utilizados como recursos distribuidos de generación eléctrica o como reguladores de las caídas de tensión de la red cerca de los puntos de consumo.

Los sistemas híbridos son una combinación entre un sistema fotovoltaico y otra fuente de suministro de energía eléctrica complementaria que no es la red eléctrica como los generadores diesel o eólicos. Son utilizados cuando se requiere un suministro de energía continuado que no puede ser garantizado de forma permanente por el sistema fotovoltaico.

⁸ El kilovatio pico es una unidad que sirve para describir la máxima potencia de un módulo solar en condiciones estándar de medida.

Biomasa

Los procesos más comunes de transformación de la biomasa son la combustión, la co-combustión y la gasificación. No se ha considerado la co-combustión por tratarse de una tecnología que sustituye parte de la biomasa por carbón.

– *Combustión*

La combustión directa de la biomasa sólida es sin duda el proceso mejor conocido y del que en la actualidad se obtiene la práctica totalidad de la energía de este recurso, siendo el único desarrollado a escala comercial. Esto es debido a que estas plantas son muy parecidas a las de combustibles fósiles y se aprovechan de los desarrollos de estas tecnologías. El proceso consiste en una oxidación total de la materia orgánica de la biomasa efectuada a altas temperaturas (800^o-1000^oC) utilizando el aire atmosférico como agente oxidante. El proceso libera calor y se obtiene como productos finales principales dióxido de carbono, agua y cenizas.

La tecnología más difundida a escala comercial para llevar a cabo la combustión de la biomasa es la parrilla tradicional, utilizándose tanto parrillas fijas, horizontales e inclinadas, como móviles y vibratorias, a veces refrigeradas con agua. Las calderas de parrilla de biomasa no son diferentes en concepto a las de otros combustibles sólidos como el carbón, pero incorporan modificaciones específicas de diseño al objeto de adaptarlas a las características del nuevo combustible.

En los últimos veinte años está cobrando auge en el mercado la tecnología de lecho fluidizado (FBC) que aunque supone una mayor inversión respecto a la de parrilla, tiene la ventaja de trabajar a temperaturas inferiores, lo que disminuye las emisiones de óxidos de nitrógeno y la formación de aglomerados y escorias producidos en la combustión de la biomasa. Asimismo es una tecnología más adecuada en general que la de parrilla frente a los contenidos de humedad variables y la gran heterogeneidad que suele presentar la biomasa en sus características físicas.

Con una implantación mucho menor que las anteriores, existen también tecnologías comerciales para la combustión de biomasa como los hornos de combustible pulverizado y los de combustión ciclónica.

– *Gasificación*

La gasificación es un proceso de combustión incompleta de la biomasa a altas temperaturas (700-1200^oC) del que se obtiene como producto principal un gas combustible compuesto fundamentalmente por hidrógeno, metano y monóxido de carbono. Como productos secundarios se obtienen alquitranes y partículas que perturban los procesos posteriores de utilización energética del gas.

Los métodos convencionales de gasificación utilizan aire como agente gasificador y, en ocasiones, aire enriquecido en oxígeno, lo que determina un aumento de poder calorífico del gas resultante por efecto de concentración de los compuestos combustibles al disminuir el contenido de nitrógeno.

La tecnología de gasificación de biomasa puede considerarse en fase de demostración para la generación eléctrica en medianas y grandes plantas. No obstante presenta más ventajas en sus aspectos medioambientales y

económicos que la de combustión. En un futuro próximo, las plantas de gasificación estarán equipadas con turbinas de gas y a medio y largo plazo con ciclo combinado integrado (BIGCC). En la actualidad la investigación se dirige hacia sistemas de gasificación con pilas de combustible para futuras aplicaciones energéticas.

Energía eólica

La energía eólica tiene, al igual que las anteriores, su origen en el Sol. La atmósfera de la Tierra absorbe la radiación solar de forma irregular debido a factores como las diferencias entre la superficie marina y la continental, la elevación del suelo, la alternancia entre el día y la noche, la nubosidad, etc. Esta irregularidad hace que haya masas de aire con diferentes temperaturas y presiones. La diferencia de presión provoca que el aire tienda a desplazarse desde las zonas de alta presión hacia las de baja presión generándose el viento. El viento es, por tanto, energía en movimiento y este movimiento es posible trasladarlo a otros elementos que interesan al hombre para determinadas utilizaciones. La tecnología actual permite aprovechar, casi exclusivamente, los vientos horizontales, esto es, los que soplan paralelos y próximos al suelo y siempre que su velocidad esté comprendida en un determinado rango (de 3 a 25 m/s).

Las máquinas que transforman la fuerza cinética del viento en electricidad se llaman aerogeneradores. Son turbinas que se colocan a 30 m o más del suelo, debido a que la velocidad del viento aumenta con la altura respecto al suelo. Además se sitúan lejos de obstáculos que creen turbulencias en el aire y en lugares donde el viento sopla con una intensidad parecida todo el año para optimizar su rendimiento. La inmensa mayoría de los aerogeneradores modernos son tri-palas y de eje horizontal.

Estos aerogeneradores o molinos pueden usarse en sistemas aislados, combinados con otros sistemas renovables como las células solares o agrupados en parque eólicos conectados a la red.

Los parques eólicos pueden definirse como instalaciones eólicas centralizadas destinadas a la producción y venta de electricidad mediante más de un aerogenerador. Las principales razones por las que se instalan parques eólicos son que el agrupamiento de las turbinas permite aprovechar mejor las posibilidades energéticas del emplazamiento, reducir costes y evacuar la energía desde un solo punto, con lo que se reduce el número de líneas de transporte y se minimizan los impactos ambientales.

La mayoría de los países que han alcanzado un alto desarrollo eólico tienen ahora las miras puestas en la instalación de parques marinos. Los costes de construcción de estos parques son muy superiores debido sobre todo a los costes de cimentación de los aerogeneradores, pero también lo es la producción de energía ya que en el mar los vientos son más fuertes y constantes y encuentran menos obstáculos aumentando de este modo, además de su rendimiento, la vida del aerogenerador.

Energía geotérmica

La energía geotérmica tiene su origen en la diferencia de temperaturas que existen en el interior de la Tierra y que origina un continuo flujo de calor desde su interior a la superficie. La temperatura de la Tierra aumenta de 2 a

4 °C cada 100 m de profundidad pero existen zonas donde debido a choques entre las placas tectónicas se han producido grietas, terremotos, erupciones o pliegues y la temperatura aumenta en más de 30 °C cada 100 m. De este modo los yacimientos geotérmicos se clasifican en yacimientos de alta temperatura (>100 °C), baja temperatura (60-100 °C), muy baja temperatura (15-60 °C) y de roca caliente donde no hay fluido sino roca seca caliente.

Un recurso geotérmico es una reserva o yacimiento del cual se puede extraer calor, vapor o agua caliente para la generación de electricidad u otros usos industriales, agrícolas o domésticos.

Las centrales geotérmicas se clasifican en centrales de vapor seco, agua caliente y de ciclo binario.

- *Sistemas de vapor seco*

En este tipo de central, el vapor es extraído directamente de las reservas subterráneas y conducido a una unidad de turbina de vapor convencional. Se instala cuando la reserva produce vapor pero muy poco agua.

- *Sistemas de agua caliente*

Son las centrales geotérmicas más comunes. Utiliza reservas que producen sobre todo agua caliente (entre 130°C y 330°C) que se extrae hasta la superficie usando la propia presión que contiene. Según va ascendiendo, la presión disminuye y parte del agua se transforma en vapor que se separa del agua y conduce a una turbina o generador eléctrico. El agua residual se devuelve a la reserva.

- *Sistemas binarios*

La temperatura de la reserva está entre los 110°C y los 160°C por lo que el calor no es suficiente para producir vapor, entonces al agua se pasa por un intercambiador de calor donde el calor se transfiere a otro líquido *binario* (como el isopentano) que hierve a temperaturas más bajas que el agua. El líquido binario al calentarse se convierte en vapor que se introduce en las turbinas. Luego el vapor se recondensa y convierte de nuevo en líquido que se vuelve a utilizar. Se trata de un ciclo cerrado por lo que no hay emisiones al aire.

Energía hidráulica

La energía hidráulica se obtiene a partir de la caída del agua desde una altura determinada a un nivel inferior provocando el movimiento de turbinas que generan electricidad. Las centrales hidráulicas se clasifican en función de su capacidad como mini-hidráulicas (<10MW) y gran hidráulica (>10MW).

Las grandes centrales hidráulicas constan de una presa para almacenar el agua del río en un embalse. El agua de la reserva se libera de un modo controlado a través de unos conductos que la hacen llegar a una turbina haciéndola girar y activando el generador eléctrico.

Las estaciones mini-hidráulicas pueden ser de dos tipos según el modo en que operan: de agua fluyente y de bombeo. Las primeras canalizan parte del caudal de un río, lo trasladan a la central y una vez utilizado lo devuelven al río. No necesitan de presas pero muestran fluctuaciones en la producción

debidas a las variaciones estacionales que resultan en periodos de flujos pequeños o demasiado grandes. Las de bombeo almacenan el agua y lo bombean desde una reserva a menos altura a una de más altura donde se guarda en periodos de baja demanda y desde donde se libera para generar electricidad cuando la demanda es alta. Al contrario que en las de agua fluyente, al almacenar agua durante largos periodos de tiempo, el suministro de electricidad es más estable y relativamente independiente de las variaciones de los flujos.

En cuanto a las turbinas, éstas se eligen en función de la altura de caída del agua y del flujo. Para grandes alturas (entre 15 y 1800m) y flujos pequeños, se utilizan las turbinas Pelton que son turbinas de impulso que aprovechan únicamente la velocidad del agua y admiten capacidades de hasta 200MW. Para alturas entre 3 y 600m y flujos mayores se usan las turbinas Francis que son turbinas de reacción que aprovechan tanto la velocidad del agua como la presión que resta al flujo de agua al contactar y admiten hasta 800MW de capacidad. Las turbinas de propulsión pueden operar entre 3 y 90m y ser de hasta 400MW como la Kaplan.

La energía hidroeléctrica requiere de fuertes inversiones iniciales, superiores a las de una central térmica convencional, pero de bajos costes de operación y mantenimiento sobre todo debido al coste cero del combustible.

4.2. Combustibles fósiles

Se han seleccionado las tecnologías avanzadas de carbón y de ciclo combinado de gas natural, ambas con y sin captura de CO₂.

Carbón

Las tecnologías avanzadas de carbón para la generación de electricidad tienen unos costes aceptables a la vez que tienen el potencial de alcanzar futuros requisitos medioambientales. La investigación y el desarrollo en este tipo de tecnologías se centran en tres sistemas: combustión de carbón pulverizado, combustión en lecho fluidizado (FBC) y ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC).



Foto 1. Central térmica de Compostilla en León

La combustión de carbón pulverizado es el método más extendido para quemar carbón para la generación de electricidad. En este método, el carbón es molido, pulverizado e inyectado con aire a la caldera. El carbón pulverizado tiene una gran área superficial, lo cual facilita su combustión.

La tecnología de combustión en lecho fluidizado consiste en quemar carbón en un lecho de partículas calentadas y suspendidas en un flujo de aire. A una velocidad del aire suficientemente alta, el lecho actúa como un fluido mezclando las partículas. Esto hace que la combustión del carbón sea total a temperaturas relativamente bajas y proporciona una manera eficiente de transferir el calor de combustión del lecho a las conducciones de vapor. Hay dos tipos de combustión en lecho fluidizado: la atmosférica (AFBC) y la presurizada (PFBC). La atmosférica está alcanzando ya la etapa comercial. La presurizada todavía no está extendida para aplicaciones comerciales. La primera generación de centrales de lecho fluidizado presurizado utiliza una tecnología de lecho burbujeante. La segunda generación, todavía en desarrollo, utiliza una tecnología de lecho fluidizado circulante y medidas de mejora de la eficiencia con las que se espera conseguir eficiencias de hasta 52% en la conversión de combustible a electricidad y un nivel insignificante de emisiones de NO_x, SO₂ y partículas.

En los procesos de gasificación no hay combustión sino que el carbón entra en contacto con oxígeno de gran pureza y vapor de agua, en condiciones de altas temperaturas y presiones produciéndose reacciones termoquímicas que dan lugar a un gas, denominado *syngas* o gas de síntesis, compuesto normalmente de hidrógeno y monóxido de carbono, que alimenta la turbina. En los sistemas de gasificación del carbón en ciclo combinado (IGCC) hay dos componentes: una turbina de gas de gran eficiencia que quema el *syngas* y produce electricidad y una turbina de vapor que recupera los gases de salida de la turbina de gas y los utiliza para producir vapor y generar electricidad del modo tradicional. Esto hace que este gas compita con el gas natural en lo que a calidad ambiental se refiere y presenta una eficiencia de 45-50% a corto plazo y cerca del 60% con la incorporación de nuevas tecnologías. Las primeras plantas de IGCC ya han demostrado su operatividad y comportamiento medioambiental a escala comercial.

En resumen, los sistemas PFBC e IGCC tiene muchas posibilidades de participar en el sistema energético de 2050 por lo que son las plantas de combustibles fósiles elegidas para el análisis de costes.

Gas natural

Las plantas de ciclo combinado de gas natural (NGCC) producen electricidad utilizando los mismos métodos del IGCC combinados: el ciclo de vapor y el ciclo de gas. En el ciclo de vapor, el combustible se quema para generar vapor que alimenta una turbina de vapor que hace funcionar el generador eléctrico. En el ciclo de gas, el gas se quema en una turbina de gas que alimenta directamente al generador eléctrico. Los gases calientes de salida de la turbina de gas son conducidos al ciclo de vapor y usados para calentar o hacer bullir el agua. Estos gases conservan cerca del 70% de la energía contenida en el combustible antes de ser quemado aumentando la eficiencia de la planta al doble de una de ciclo de gas. Las plantas de NGCC tienen eficiencias altas y emisiones bajas y son las elegidas para este análisis.

Sistemas de captura de CO₂

Las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ pueden dar solución al problema de las grandes centrales eléctricas a las que se les adjudica la

tercera parte de las emisiones globales de CO₂. La captura de CO₂ puede hacerse antes y después de quemar el combustible.

La captura anterior a la combustión consiste en hacer que el combustible reaccione con oxígeno o aire y en algunos casos vapor para producir un gas formado por monóxido de carbono e hidrógeno. En un reactor catalítico se hace reaccionar este gas con vapor obteniendo CO₂ y más hidrógeno. El CO₂ se separa y el hidrógeno se hace pasar a una turbina de gas o a una pila de combustible. Esta tecnología requiere de más etapas de purificación del gas cuando se aplica al carbón o al petróleo que cuando se utiliza con gas natural. La mayor parte de esta tecnología se ha probado ya en procesos industriales como la fabricación del amoníaco.

La captura después de que el combustible fósil se haya quemado implica la separación del CO₂ de los gases de emisión para luego ser almacenado durante un largo periodo de tiempo, siempre y cuando no se utilice en otro proceso diferente como la fabricación de productos químicos, la elaboración de bebidas gaseosas, la mejora de la producción de petróleo o el crecimiento de cultivos energéticos. Las concentraciones de CO₂ en el flujo de gases de emisión de las centrales son del orden del 4% para las centrales de NGCC, del 9% para las de IGCC y del 14% para las de carbón pulverizado. Esto implica tratar un gran volumen de gas para pequeñas concentraciones de CO₂, lo cual supone una desventaja considerable ya que resulta en una gran inversión en equipos. Se puede aumentar la concentración de CO₂ en el flujo de gases emitidos utilizando oxígeno en lugar de aire en la combustión, pero la producción del oxígeno también necesita de equipos caros y niveles altos de consumo energético.

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEAa), en el caso de los ciclos IGCC las tecnologías de captura de CO₂ más adecuadas son la absorción física y la de unidad catalítica de reacción, mientras que para el PFBC y NGCC es la absorción química.

Los dispositivos de captura de CO₂ reducen la eficiencia de las plantas entre un 8% y un 13% debido a su consumo energético y aumentan los costes de manera considerable, entre un 50% y un 100%. Esto hace que aumente el coste de generación de la electricidad en un 50% en el caso de plantas de gas natural e IGCC con captura anterior a la combustión, y en un 75% en plantas de carbón pulverizado con captura posterior a la combustión (Wallace, 2000).

Sistemas de almacenamiento de CO₂

Una vez capturado, el CO₂ ha de transportarse hasta un almacenamiento a largo plazo por medio de una tubería a alta presión o un tanque. El CO₂ es un gas bastante inerte y fácil de manipular y puede ser transportado en grandes cantidades.

Además de los sumideros naturales como son los bosques, hay otras formas posibles de almacenar el CO₂: sumideros a gran profundidad en el océano, yacimientos agotados de petróleo y gas, reservas salinas en profundidad, yacimientos de carbón no explotados y, en estado sólido, repositorios térmicamente aislados como en hielo, teniendo ésta última unos costes tan elevados que de momento no se plantea su construcción.

Los sumideros a gran profundidad en el océano son una solución a largo plazo que tiene la ventaja de que apenas existe intercambio natural entre el

océano y la superficie. Los yacimientos agotados se consideran adecuados puesto que ya han demostrado ser un buen almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos durante millones de años y además cuentan con la infraestructura necesaria. Los acuíferos profundos que solo contienen agua salina y tienen una capa de roca impermeable pueden almacenar CO₂ que en algunos casos puede reaccionar con los minerales del agua y formar carbonatos quedando así atrapado para siempre. Por último, el CO₂ puede ser inyectado en yacimientos de carbón que no se han explotado debido a su gran profundidad. El CO₂ es adsorbido sobre la superficie del carbón y desplaza al metano contenido en ésta. El CO₂ queda atrapado siempre que el carbón no se extraiga. El carbón puede adsorber dos veces más CO₂ que metano, de modo que a la vez que sirve para capturar este gas de forma permanente, proporciona metano que puede ser utilizado como combustible.

4.3. Energía nuclear

La energía nuclear es la que se libera como resultado de una reacción nuclear. Se puede obtener por fisión o bien por fusión de los núcleos.

Energía nuclear de fisión

La reacción de fisión nuclear consiste en bombardear un núcleo pesado, como el Uranio 235, con un neutrón obteniendo como resultado dos núcleos más ligeros y una cantidad de energía liberada considerable, en torno a los 200 MeV⁹. Cuando el núcleo pesado se divide también libera neutrones que colisionan con otros átomos de uranio dando lugar a una reacción en cadena.

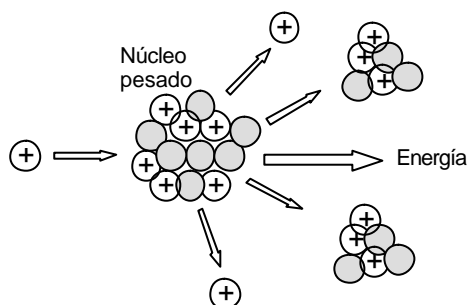
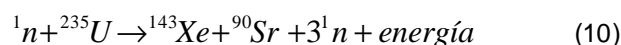


Figura 12. Reacción de fisión

Un ejemplo de reacción de fisión sería:



Una central nuclear tiene cuatro partes fundamentales: el reactor en el que se produce la fisión, el generador de vapor que usa el calor producido por la fisión para obtener vapor de agua, la turbina que produce electricidad con la energía contenida en el vapor y el condensador que enfría el vapor y lo convierte de nuevo en agua.

Los reactores nucleares que se usan en la actualidad pertenecen a un grupo denominado *Generación II*. Este grupo está compuesto por los reactores de agua ligera LWR, como el de agua en ebullición BWR y el de agua

⁹ 1MeV= 1,602.10⁻¹³J

presurizada PWR, y por los reactores de agua pesada HWR como el CANDU (Canadium Deuterium).

En una planta de fisión nuclear, el refrigerante es el medio por el cual el calor es transferido del núcleo del reactor al ciclo de suministro de vapor de la central nuclear y el moderador es el elemento que controla la tasa de reacciones nucleares y, por lo tanto, la cantidad de calor generado.

En los reactores LWR, el agua común hace ambas funciones, la de refrigerante y la de moderador. En el reactor BWR, el agua alcanza la temperatura de ebullición al pasar por el núcleo del reactor y parte del líquido se transforma en vapor, el cual una vez separado de aquél y reducido su contenido de humedad, se conduce hacia la turbina sin necesidad de emplear el generador de vapor. El reactor PWR, sin embargo, mantiene el agua a una presión lo suficientemente elevada para que no alcance la ebullición y extrae el calor del reactor que después lleva a un intercambiador de calor donde se genera el vapor que alimenta a la turbina. Según la Comisión Federal Reguladora de la Energía de los EEUU, los costes de operación de un reactor LWR son ligeramente inferiores a los de una planta de carbón y considerablemente menores que los de una planta de gas. También los costes de combustible para un LWR son particularmente bajos. El reactor de agua pesada HWR utiliza uranio natural sin enriquecer como combustible y agua pesada (deuterio en lugar de hidrógeno, D₂O) como moderador. El refrigerante es agua pesada que puede estar a presión, reactor PHWR, o en ebullición. Con este reactor, el elevado coste del agua pesada queda compensado con el coste evitado de enriquecer el uranio, por eso es el preferido en los países que desean desarrollar sus propios ciclos sin instalaciones adicionales de enriquecimiento costosas.

Los reactores de *Generación III* son de diseño avanzado, desarrollados para ser más seguros y competitivos en costes. También se denominan reactores avanzados de agua ligera ALWR. Estos reactores incluyen diseños evolutivos que son nuevos modelos sobre diseños actuales y diseños de desarrollo que difieren mucho más de los de ahora. Los diseños evolutivos son los reactores avanzados de agua en ebullición ABWR, y de agua presurizada APWR. Son diseños de desarrollo el AP-600, un reactor de diseño pasivo de agua presurizada, y el Siedewasser Reaktor, SWR, un reactor de agua en ebullición con medidas de seguridad pasivas.

En la actualidad, hay tres reactores ABWR operando en Japón donde ya se está construyendo el cuarto y además hay dos en construcción en Corea. La capacidad está entre los 1250-1500 MW. El System 80+ es también un reactor ALRW que ya ha logrado pasar la fase de certificación en los EEUU al igual que el ABWR y el AP600. Este último es un reactor de 600 MW basado en diseños anteriores de PWR que presenta medidas innovadoras de seguridad pasiva con un diseño simplificado que reduce componentes de la planta y por lo tanto los costes de construcción. Este reactor no ha sido construido nunca y ha quedado como base del futuro AP1000. El reactor SWR es un diseño avanzado del BWR.

La industria nuclear continúa desarrollando diseños nuevos más innovadores como los de *Generación III+* que se supone tendrán costes aún más bajos. Dentro de esta *Generación III+* se encuentran el AP1000, el reactor europeo

de agua presurizada EPR, el CANDU avanzado ACR, y los nuevos reactores de alta temperatura refrigerados por gas HTGR como el reactor modular de lecho granular PBMR y el reactor modular de turbina de gas refrigerado por helio GT-MHR.

El AP1000, que se encuentra finalizando su certificación en los EEUU, es un reactor de 1000 MW aunque en China hay previsto uno de 1175 MW. Con este reactor se pretende casi doblar la producción del AP600 sin que sus costes aumenten en la misma proporción. Se prevé que los costes de operación sean menores que la media de los reactores que están ahora funcionando. El EPR es un diseño de PWR avanzado en el cual se han simplificado los componentes poniendo especial énfasis en la seguridad. Este diseño se está construyendo ahora en Finlandia y se espera que esté finalizado para 2009. El PBMR pertenece a la familia de reactores HTGR y utiliza grafito como moderador de neutrones y un gas inerte o semi-inerte, como el helio, nitrógeno o dióxido de carbono, como refrigerante, eliminando el sistema de gestión de vapor e incrementando la eficiencia en la transferencia (relación entre la electricidad y el calor generados). Es uno de los reactores comerciales más pequeños lo cual se considera una ventaja puesto que necesita de inversiones menores y pueden construirse para satisfacer demandas locales. El GT-MHR también es un diseño HTGR en el cual el refrigerante es helio que una vez calentado es enviado directamente a la turbina de gas. Este reactor atrae la atención por su posible potencial para producir hidrógeno a partir de agua.

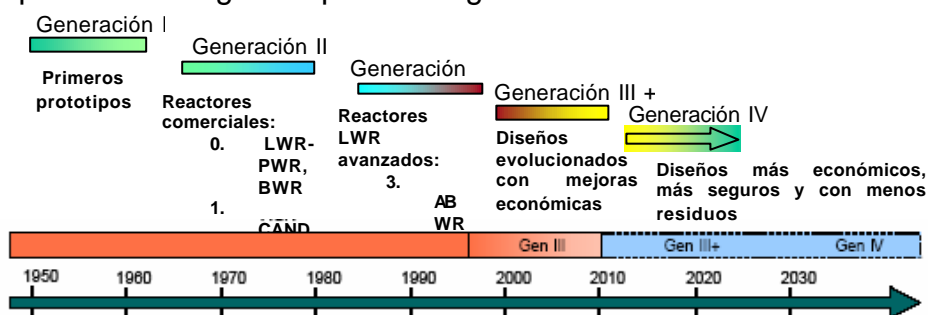


Figura 13. Cronograma de la evolución de los reactores nucleares (Fuente: U.S. Department of Energy)

También está estudiándose ahora la tecnología de *Generación IV* pero todavía no se encuentran datos fiables sobre sus costes. Se trata de seis diseños teóricos de reactores nucleares cuyos objetivos son mejorar la seguridad y minimizar los residuos y el uso de recursos naturales, así como reducir los costes de construcción y operación de las centrales.

Acrónimo	Generación IV
GFR	Reactor rápido refrigerado con gas
LFR	Reactor rápido refrigerado con plomo
MSR	Reactor de sales fundidas
SFR	Reactor rápido refrigerado con sodio
SCWR	Reactor refrigerado con agua supercrítica
VHTR	Reactor de muy altas temperaturas

Tabla 2. Diseños teóricos de reactores de la *Generación IV*

Son un tipo de reactores rápidos que se caracterizan por no tener elemento moderador por lo que el flujo de neutrones entra en el rango de neutrones rápidos. Si el refrigerante tampoco actúa como moderador, en la capa de U_{238} que rodea al combustible se puede generar más Pu_{239} del que se consume, de ahí que también reciban el nombre de reactores reproductores ya que a la vez que generan energía producen plutonio que puede utilizarse como combustible.

El GFR utiliza helio como refrigerante directamente en la turbina de gas para producir la electricidad. El reactor de referencia tiene una capacidad de 288 MW. El LFR utiliza plomo fundido o una aleación de plomo y bismuto como refrigerante. La capacidad prevista va desde 50-150 MW hasta 1200 MW. El diseño del MSR utiliza un líquido circulante mezcla de fluoruros de sodio, zirconio y uranio como combustible. La primera planta de referencia tendrá una capacidad de 1000 MW. El SFR tiene un tamaño de 150-1500 MW con un reactor refrigerado por sodio. El SCWR es un diseño evolucionado del LWR que opera a temperatura y eficiencia térmica más altas. La planta de referencia es de 1700 MW. Por último, el VHTR es una evolución del HTGR pensado para aplicaciones de procesos de calor de alta temperatura, como la gasificación de carbón o la producción termoquímica de hidrógeno, con una mayor eficiencia. El reactor de referencia tiene 600 MWt.

En la tabla siguiente se muestra el año previsto de entrada en funcionamiento de los diseños de reactor de fisión nuclear mencionados en este apartado bajo el supuesto de un desarrollo optimista.

Año	Reactor
2010*	ABWR, AP1000, ESBWR, GT-MHR, PBMR, SWR1000
2015	ABWR II, ACR700, AP600, AP1000, APR1400, APWR+, EPR, ESBWR, GT-MHR, HC-BWR, PBMR, SWR1000, SFR
2020	VHTR
2025	GFR, MSR, SCWR, LFR

* en EEUU

Tabla 3. Año previsto de puesta en marcha de los nuevos diseños de reactor nuclear (Fuente: DOE, 2002)

Energía nuclear de fusión

La fusión nuclear es el fenómeno por el cual dos núcleos ligeros se fusionan formando elementos más pesados liberándose en el proceso gran cantidad de energía.

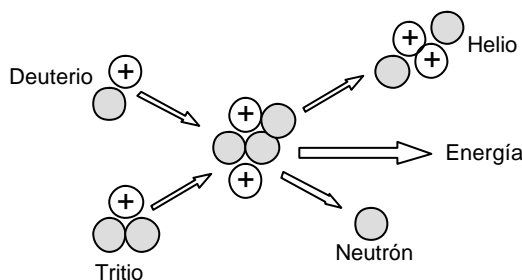
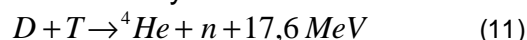


Figura 14. Reacción de fusión

Puesto que los núcleos tienen el mismo signo tienden a repelerse y para conseguir que se acerquen y fusionen se necesita aportar una enorme

cantidad de energía alcanzando temperaturas elevadas del orden de 10 keV (~ 100 millones de grados Celsius). A continuación se muestra la fórmula básica de la fusión del deuterio y el tritio:



La energía calorífica desprendida de la reacción se utilizaría para generar vapor de agua igual que en las centrales nucleares convencionales.

La Figura 15 muestra el esquema de una planta tokamak de fusión donde se pueden apreciar los principales componentes como el manto fértil o el divertor o desviador.

Tokamak es el concepto más desarrollado para el confinamiento magnético de plasmas. En una planta tokamak, el plasma es confinado por campos magnéticos en una cámara de vacío con forma toroidal, de modo que el manto que rodea el plasma también es toroidal. En éste manto, que recubre la primera pared de la cámara del reactor, los neutrones producidos en el proceso de fusión en el plasma son neutralizados (actúa de moderador), su energía es repartida en forma de calor y finalmente son absorbidos por los átomos de litio produciendo tritio (actuando también como multiplicador). De ahí que reciba el nombre de manto fértil. El calor es conducido desde el manto hasta un generador por medio de un flujo de fluido refrigerante. Una vez en el generador, la electricidad se produce del modo convencional.

La otra componente fundamental es el divertor que se encuentra en la cámara de vacío y es el responsable de dirigir las partículas del borde del plasma a una cámara separada mediante campos magnéticos. En la cámara, las partículas chocan con unas placas y se neutralizan. De este modo el divertor evita que las partículas choquen contra la primera pared degradando sus propiedades y liberando partículas secundarias que enfriarían el plasma.

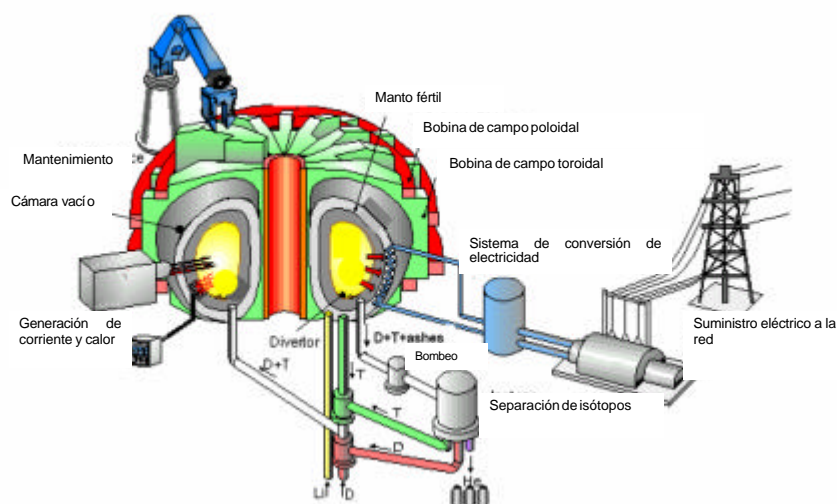


Figura 15. Esquema de una planta de fusión del tipo tokamak (Fuente: Maisonier D., 2005)

Dentro de los proyectos SERF (Socioeconomic Research on Fusion) (Sáez R., 1999; Lechón Y., 2001; 2002; 2003 and 2005) y PPCS (Power Plant Conceptual Study) (EFDA, 2005) se estimaron los costes de la tecnología de fusión. En el proyecto PPCS se analizaron cuatro tipos posibles de reactor

basados en el concepto tokamak. Los modelos A y B se basan en extrapolaciones del comportamiento de la física de plasma del diseño en que se fundamenta el ITER (International Thermonuclear Energy Reactor). La tecnología empleada en estos modelos parte de soluciones a corto plazo para el manto. El modelo A utiliza agua como refrigerante y una mezcla eutéctica (mezcla con un punto de fusión o solidificación mínimo) de litio y plomo como multiplicador de neutrones y generador de tritio. El modelo B incorpora avances tecnológicos significativos como es el diseño de alta eficiencia de un lecho granular de berilio con helio como refrigerante. Ambos están basados también en el uso de acero martensítico de baja activación como principal material estructural. Para el balance de planta, el modelo A se basa en la tecnología PWR, ya probada, mientras que el modelo B se basa en la tecnología de enfriamiento por helio cuyo desarrollo industrial está todavía en sus comienzos.

Los modelos C y D están basados en conceptos más avanzados de configuración de plasma y tecnología de materiales. En ambos el objetivo es alcanzar temperaturas de operación y eficiencias aún mayores. El modelo C es un diseño dual de manto frío (acero martensítico de baja activación con inserciones de carbonato de silicio) con mezcla eutéctica de litio y plomo como multiplicador de neutrones y generador de tritio. El modelo D, el más avanzado de todos, es un diseño de material estructural de manto auto-refrigerado de litio y plomo con carbonato de silicio. Esto permite minimizar el suministro de electricidad al refrigerante y simplificar el balance de planta.

Mediante el análisis de sistemas se definió el comportamiento económico, de seguridad y medioambiental de las cuatro plantas. Todos los modelos son una buena representación de lo que puede ser el diseño conceptual de una planta de fusión, no obstante, según los últimos estudios de PPCS, teniendo en cuenta el nivel de desarrollo de cada uno puede preverse que sea el modelo C el que probablemente entre en funcionamiento en 2050 (Ward D., 2006; EFDA, 2005) y ha sido éste el elegido para el estudio de los costes de la electricidad de la tecnología de fusión.

Capítulo IV. METODOLOGÍA

En este capítulo se describen la metodología *LEC* (Levelised electricity costs) según la OCDE (OECD, 1998) para el cálculo de los costes de la generación de electricidad y la metodología *ExternE* para el cálculo de los costes externos. También se hará una introducción a la optimización lineal en la que se fundamentan los modelos energéticos globales de optimización y se describirán todas las herramientas utilizadas en el ejercicio de modelización.

1. METODOLOGÍA DE LOS COSTES DE ELECTRICIDAD

Para el cálculo de los costes directos de la electricidad se ha optado por la metodología *LEC* (Levelised electricity costs) según la OCDE (OECD, 1998) para el cálculo de los costes de la generación de electricidad. Con esta metodología se descuentan las series temporales de gastos e ingresos a sus valores actuales para un año base determinado por medio de una tasa de descuento. La tasa de descuento considerada más apropiada para el sector eléctrico puede estar relacionada con las tasas de retorno que podrían ganarse con una inversión tipo, con las regulaciones políticas o con otros conceptos como el comercio entre costes y beneficios para las generaciones presentes y futuras. Para este estudio se ha tomado una tasa de descuento anual igual al 5%.

Aplicando la metodología *LEC* se han obtenido los costes por unidad de electricidad generada como una relación entre todos los gastos y todas las salidas esperadas en términos de su valor actual equivalente. Estos costes son iguales al precio que debería pagarse para compensar exactamente la cantidad invertida por el productor con una tasa de retorno igual a la tasa de descuento.

La ecuación utilizada para el cálculo de los LEC es la siguiente:

$$LEC = \frac{\sum_t [(I_t + M_t + F_t)(1+r)^{-t}]}{\sum_t [E_t(1+r)^{-t}]} \quad (12)$$

donde:

I_t = costes de capital en el año t

M_t = costes de operación y mantenimiento en el año t

F_t = costes de combustible en el año t

E_t = generación eléctrica en el año t

r = tasa de descuento

Se ha considerado que los costes de capital se pagan por completo en el año 0. Los costes de operación y mantenimiento, de combustible y la producción de electricidad se consideran constantes en el tiempo y comenzando en el año 1.

2. METODOLOGÍA EXTERNE

La Comisión Europea, dentro del programa JOULE II, emprendió el desarrollo de una metodología para la cuantificación de las externalidades de las diversas tecnologías de generación eléctrica. Para ello se impulsó, en 1991, el proyecto de colaboración entre el Departamento de Energía de Estados Unidos y la Comisión Europea *EC/US Fuel Cycles Study*, que fue continuado más adelante por la Comisión en solitario como el Proyecto *ExternE*. En este proyecto inicial participaron más de 40 instituciones europeas de 9 países así como investigadores de Estados Unidos. El resultado fue el primer intento de usar una misma metodología para evaluar los costes externos de un amplio rango de ciclos de combustible. Posteriormente, y dentro del JOULE III, el proyecto se continuó en tres diferentes programas:

- CORE, dedicado a completar y perfeccionar la metodología (EC, 1999a, b, c)
- TRANSPORT, dedicado a adaptar la metodología a la evaluación de las externalidades del sector transporte (Friedrich R., 2001), y
- NATIONAL IMPLEMENTATION, dedicado a aplicar la metodología desarrollada en 12 diferentes ciclos de combustible de 15 países europeos (EC, 1999d). Este programa ha proporcionado una base de datos muy amplia de costes externos de diferentes ciclos de combustibles, tanto convencionales como renovables, en Europa.

En la actualidad la metodología *ExternE* ha continuado desarrollándose a través de una serie de proyectos como el NewExt y el NEEDS, y aplicándose en otros como el CASES y el GreenSense, todos ellos financiados dentro del marco de la Comisión Europea. También dentro del European Fusion Development Agreement (EFDA) entre las asociaciones EURATOM y la CE se ha aplicado la metodología *ExternE* en una serie de proyectos SERF (Socio Economic Research on Fusion) para el cálculo de los costes externos de una potencial planta de fusión nuclear.

ExternE se trata de una metodología con un enfoque bottom-up basado en el método de la función de daño o ruta de impacto. Las características fundamentales de esta metodología son:

- tiene un enfoque marginal o incremental, esto es, se analiza el efecto de una actividad adicional a las ya existentes
- se basa en la especificidad del emplazamiento de la actividad y de la tecnología. Se necesitan datos concretos del lugar donde se sitúan las centrales en cuanto a la distribución de los distintos receptores de los impactos: población, cultivos, materiales, así como de la tecnología utilizada para tener datos concretos de emisiones, efluentes, mano de obra, etc.
- tiene tres fundamentos básicos:
Transparencia: es necesaria debido al alto grado de incertidumbre existente. Todos los métodos de estimación y los supuestos considerados tienen que ser claramente definidos y explicados para reflejar el grado de incertidumbre.

Coherencia: se refiere a la utilización de los mismos supuestos y métodos para los mismos impactos independientemente de la actividad que los produce. Esto permite realizar comparaciones entre distintas opciones obviando la incertidumbre del método de cuantificación.

Globalidad: se refiere a la consideración de todas las etapas del ciclo energético como en un Análisis de Ciclo de Vida (ACV).

Fases del análisis

1) Caracterización del emplazamiento y la tecnología

El punto de partida del análisis es la definición de sus límites espaciales y temporales. Estos límites deben ser diseñados para capturar los impactos de la forma más completa posible. Un ejemplo clásico son las emisiones de CO₂. Se trata de emisiones puntuales en un lugar determinado que sin embargo tienen consecuencias a largo plazo y a escala global.

Es imposible imponer una única escala temporal o espacial para todos los impactos ya que el periodo de tiempo y el área sobre la que actúa cada uno será variable. Habrá que analizarlos hasta el punto en que se considere que son relevantes. Sin embargo, siempre es necesario truncar el análisis en algún punto. Habrá que mantener un equilibrio entre el carácter global del análisis y la precisión de los resultados que disminuye al ampliar la escala.

En cuanto a la tecnología, se trataría de un caso particular de ACV, un tipo de evaluación similar en el que todas las etapas deben ser tenidas en cuenta. Se debe incluir la definición de todas las actividades desde la extracción del combustible hasta el desmantelamiento de la central y gestión final de los residuos. No se puede suponer de forma previa que alguna etapa no es relevante ya que todas pueden causar impactos significativos. Hay que tener en cuenta que hay impactos que aparecen al inicio y al final de la vida útil de la central. Asimismo hay que considerar todos los subproductos y el manejo que se hace de ellos hasta el momento en que están listos para ser utilizados en otro lugar.

La localización de las diferentes etapas del ciclo de combustible es importante a la hora de determinar la magnitud de los impactos. Por ello se han de estudiar en detalle las características de los distintos emplazamientos. En la descripción del emplazamiento es importante el estudio de las características físicas como el clima y el suelo ya que influyen en muchos procesos como erosión y transporte de contaminantes, los usos del suelo, la vegetación y características socioeconómicas como la distribución y características de la población, los niveles de empleo o la importancia de los diferentes sectores económicos.

2) Identificación de cargas e impactos

Como carga se entiende cualquier acción o consecuencia del ciclo que estamos considerando que es capaz de producir un impacto. Cargas típicas a tener en cuenta son las emisiones, residuos, accidentes, exposición ocupacional a sustancias tóxicas, ruido y calor.

El objetivo es contabilizar todas las cargas del ciclo para proporcionar las bases para un análisis global y coherente. En este punto es irrelevante si es probable o no que estas produzcan un impacto o si éste va a ser o no significativo. Se trata de tenerlo todo en cuenta y luego priorizar. Las cargas

identificadas incluirán asimismo no sólo las originadas de forma rutinaria sino aquellas producidas en situaciones de accidentes que pueden llegar a ser muy importantes en el caso, por ejemplo, de manchas negras por hundimientos de petroleros o accidentes en centrales nucleares. Para ello será normalmente necesario tener en cuenta los datos históricos y las tasas de accidentes calculadas. La consideración de estos accidentes, sobre todo en el caso de accidentes extremos, está en cualquier caso sujeta a un grado de incertidumbre muy alto.

El siguiente paso es la identificación de los impactos que pueden producir estas cargas. Se deben identificar todos los posibles impactos. En este punto no se debe ignorar ningún impacto que se conozca o se sospeche por el mero hecho de no poder ser cuantificado o porque se piense que sea insignificante. Impactos que ahora se consideran despreciables pueden demostrarse significativos en los próximos años o al revés y otros que no pueden cuantificarse en este momento pueden serlo en el futuro. Toda esta identificación se realiza mediante la matriz de contabilización donde todas las actividades, consecuencias e impactos se presentan de forma resumida.

3) Priorización de los impactos

Hay un gran número de impactos que resultan de la puesta en marcha de un ciclo de generación eléctrica, sin embargo, muchos de ellos pueden ser despreciables y otros pueden ser muy difíciles de cuantificar. El análisis completo de todos los impactos es inabordable por lo que hay que seleccionar aquellos efectos que van a producir las externalidades más relevantes. Sobre la base de resultados previos o mediante el juicio de expertos se seleccionan aquellos que son más importantes.

En esta fase del análisis existe un riesgo de cometer errores importantes. Por ejemplo, en muchos casos los efectos locales se desprecian frente a los regionales porque afectan a un número más restringido de receptores y porque suelen ser fácilmente evitables mediante una correcta ordenación del territorio. Sin embargo, esto no es así en todos los impactos ya que los accidentes ocupacionales se producen fundamentalmente a nivel local y los ciclos de tecnologías renovables tienen la mayoría de sus impactos restringidos también al ámbito local.

La selección de impactos depende también de si se pretende evaluar daños o externalidades. La diferencia radica en su grado de internalización. Por ejemplo, los accidentes laborales que siempre suponen grandes daños, pueden estar internalizados en gran medida en los sueldos por lo que la externalidad será muy pequeña. Esto es discutible si tenemos en cuenta que sería necesario que los trabajadores estuvieran bien informados del riesgo que corren y existiera una completa movilidad en el mercado laboral, condiciones que pueden no existir en muchos casos.

Debido a que sólo se van a considerar algunos impactos, los resultados que se obtengan solo serán subestimaciones de la externalidad total producida. Cada caso deberá ser analizado de forma individualizada porque las diferencias introducidas por el emplazamiento pueden ser muy importantes.

4) Cuantificación de los impactos

La cuantificación de los impactos se realiza con el método de la función de daño o ruta de impacto (ver apartado de *Economía y desarrollo sostenible* en el capítulo III). A continuación se representa de forma simplificada esta ruta de impacto:

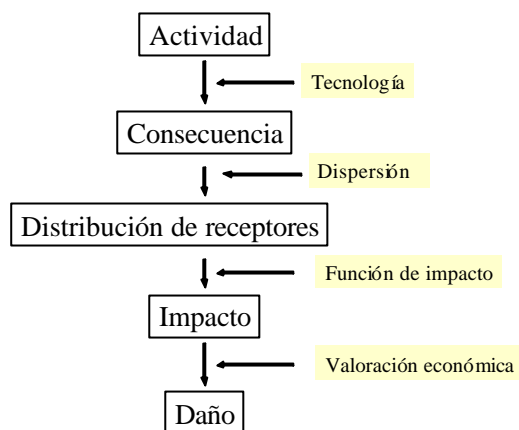


Figura 16. Ruta de impacto

Las rutas de impacto pueden ser más o menos complicadas dependiendo de las actividades y del impacto. En algunos casos, la relación será relativamente directa, mientras que en otros puede aparecer un gran número de interacciones e impactos asociados.

5) Valoración económica

La última etapa de la estimación de las externalidades es su valoración económica. Esto permite incluir las externalidades de forma explícita en medidas de regulación o en análisis coste-beneficio al mismo nivel que otras variables.

Esta valoración incluye dos aspectos:

- estimación de los costes y beneficios inducidos
- determinación del grado en que están internalizados.

La valoración económica se basa en la obtención de la *disponibilidad a pagar* para evitar el impacto negativo o beneficiarse del efecto positivo, o bien la *disponibilidad a aceptar* un pago como compensación.

Cuando existe un mercado para los bienes y servicios que se valoran se utiliza el precio como indicador, aunque a menudo el precio está distorsionado por impuestos o subvenciones. El problema es que en la mayoría de los casos los bienes que se valoran no se intercambian en el mercado y por tanto no existe precio para ellos. En estos casos hay que utilizar métodos de valoración alternativos como:

- Los costes de control: costes asociados a la reducción de las consecuencias del ciclo. No son aceptables porque no tienen relación con la magnitud de los daños. Sería, por ejemplo, el coste de poner un filtro de partículas en una chimenea. El coste de control es mucho más reducido que el valor económico de los daños evitados.
- Los costes de tratamiento: más aceptable aunque no es óptimo. Sería, por ejemplo, el coste de eliminar los sedimentos acumulados de los embalses debido a los fenómenos de erosión. Los valores de disponibilidad a pagar se espera que sean mayores puesto que el

individuo prefiere pagar más para evitar el riesgo de sufrir un daño. Aquí influye la percepción del riesgo por parte de la población.

- Otros ya mencionados en el capítulo anterior como la valoración contingente, el precio hedónico y el coste del viaje.

Tasas de descuento

Dado que los costes y beneficios de un ciclo de combustible se distribuyen a lo largo de amplios períodos de tiempo, deben ser llevados al momento actual para poder ser comparados en igualdad de condiciones. Esto se hace aplicando la *tasa de descuento* que reduce el valor de los costes y beneficios futuros en relación con el presente.

Hay dos razones que justifican una *tasa de descuento*: la impaciencia o preferencia temporal de los individuos que refleja la preferencia a consumir ahora antes que en el futuro y la productividad marginal del capital: el capital es productivo y un euro de hoy se convierte en algo más de un euro en el futuro. Las tasas de descuento basadas en la productividad del capital son en general mayores que las tasas de preferencia temporal social. Por tanto, las tasas de descuento basadas en las tasas observadas en el mercado son demasiado elevadas desde el punto de vista social. La tasa de descuento central utilizada por la metodología es del 3%.

Cuanto mayor sea la tasa de descuento utilizada menor será el valor ligado a los beneficios y costes que se producen en el futuro. Una gran parte de la literatura medioambiental está en contra del uso de la tasa de descuento puesto que traslada los costes a las generaciones futuras.

Valoración económica

La aproximación seguida por *ExternE* para la valoración económica de las externalidades está basada en cuantificar la disponibilidad del individuo a pagar por un beneficio medioambiental. Estos bienes normalmente no tienen un precio en el mercado como es el caso de la salud humana o de los ecosistemas y hay que recurrir a otros métodos. El caso de la valoración de la mortalidad es el más controvertido. *ExternE* supone que existe una relación entre la disponibilidad a pagar del individuo por reducir un riesgo y el cambio en su expectativa de vida y recomienda utilizar el concepto de valor de años de vida perdidos (*value of a life year lost, VLYL*) para la valoración de la mortalidad como consecuencia de enfermedades relacionadas con la exposición a contaminantes atmosféricos. En el caso de la mortalidad debida a accidentes y cambio climático, *ExternE* recomienda utilizar el concepto de valor de la vida estadística (*value of statistical life, VSL*) que se define como la disponibilidad de un individuo a pagar o a recibir una compensación por evitar un cambio en la probabilidad de muerte dividida entre un cambio en ésta probabilidad.

3. OPTIMIZACIÓN LINEAL

En el capítulo anterior, se definían los modelos matemáticos como representaciones, mediante ecuaciones, de determinados aspectos de un sistema físico. Dado el carácter del sistema objeto de nuestro estudio, el sistema energético global, los modelos de optimización ó programación lineal aparecen como los más indicados.

La definición de un sistema energético global es un caso claro de proceso de toma de decisiones en el que hay que seleccionar las mejores alternativas dentro de un grupo de opciones disponibles de tecnologías, combustibles, materias primas, etc.. Lo acertado que resulte la decisión tomada influirá sobremanera en el bienestar y desarrollo de todas las regiones implicadas. Muchos procesos de toma de decisiones se basan en la simple intuición del decisor, mientras que otros más complejos han de hacer uso de un método científico que básicamente consiste en, partiendo de una clara definición del problema, recoger datos, formular una serie de hipótesis de trabajo y con todo esto, realizar experimentos modificando, según los resultados, las hipótesis y/o recogiendo nuevos datos. El proceso se ira repitiendo hasta encontrar la solución más satisfactoria.

En un problema de optimización se busca maximizar o minimizar una cantidad específica, el objetivo, que depende de un número finito de variables de entrada. Estas variables pueden ser independientes entre si o estar relacionadas a través de una o más restricciones.

Este tipo de problemas implica un uso más eficiente de los recursos como la tecnología, el combustible o el capital. La optimización tiene que determinar asignaciones óptimas de recursos limitados para alcanzar el objetivo. Entre todas las asignaciones posibles o factibles, nos quedaremos con aquella que maximice/minimice los beneficios/ costes. El objetivo de la optimización es encontrar la mejor solución de modelos de decisión difíciles frente a múltiples soluciones.

En nuestro problema hay dos tipos de objetos: los recursos limitados y las actividades o procesos. Cada actividad consume o aporta cantidades adicionales de recursos. El problema está en determinar la mejor combinación de niveles de actividades que no utilice más recursos de los disponibles y todo ello siempre al mínimo coste.

4. HERRAMIENTAS

Para alcanzar el objetivo general de analizar la estructura del sistema energético global que cubra toda la demanda energética al menor coste económico y medioambiental es fundamental la elección de las herramientas de modelización más adecuadas.

En este trabajo se han seleccionado una serie de instrumentos que se definen a continuación.

4.1. El generador de modelos, *TIMES*

En el capítulo anterior, se ha descrito *TIMES* que es el código fuente elegido para procesar el modelo objeto de este trabajo y generar una matriz de coeficientes que especifique el programa matemático.

Como se ha visto, los componentes básicos de *TIMES* son tecnologías específicas de generación o de control de emisiones, cada una de ellas representada cuantitativamente por un conjunto de características técnicas y económicas. La demanda y el suministro también forman parte del modelo y están relacionadas entre si dentro de éste.

El código, como resultado final, proporcionará una combinación óptima de tecnologías que minimizan el coste total del sistema energético.

Como datos de entrada el modelo necesita proyecciones de demanda futura de servicios energéticos y de coste de recursos. También ha de definirse un marco de referencia a partir del cual se van ejecutando supuestos con distintas restricciones e hipótesis. Para cada ejecución el modelo encontrará la combinación de tecnologías a menor precio que cubran las necesidades especificadas.

Elementos de TIMES

- *Grupos o conjuntos de elementos (sets)*: sirven para especificar las características cualitativas del sistema energético. Pueden ser unidimensionales o multidimensionales siendo éstos últimos combinaciones de los primeros. Un ejemplo de conjunto unidimensional es el que contiene todos los procesos del sistema. Un ejemplo de conjunto multidimensional es el que especifica los productos de entrada y salida de un proceso.

TIMES utiliza dos tipos de conjuntos de elementos: los que introduce el usuario y los internos. Los introducidos por el usuario describen cualitativamente las características del sistema energético. Proporcionan distintos tipos de información como las componentes del sistema energético (regiones, productos de entrada y salida y procesos), el SER de cada región, las conexiones entre regiones, la estructura temporal del modelo y las propiedades de los procesos y/o de los productos de entrada y salida.

Los conjuntos de elementos internos son generados por *TIMES* y sirven para asegurar su correcto funcionamiento y mejorar el comportamiento o reducir la complejidad del código.

- *Parámetros*: mientras los conjuntos de elementos describen la información estructural del sistema energético o las características cualitativas de sus componentes, los parámetros contienen la información numérica o cuantitativa. Ejemplos de parámetros se pueden encontrar en el capítulo anterior en el apartado dedicado a *TIMES*.

Al igual que con los grupos de elementos, los parámetros también pueden ser proporcionados por el usuario o generados internamente por el modelo. A los primeros se les aplican dos algoritmos de pre-procesamiento: las rutinas de interpolación/extrapolación y de agregación/desagregación. El usuario puede introducir los datos dependientes del tiempo para aquellos años para los que dispone de información estadística o proyecciones de futuro, luego la rutina de interpolación/extrapolación los ajusta a los años requeridos por el modelo. Por su parte, la rutina de agregación/ desagregación asigna los datos de entrada proporcionados por el usuario para un periodo de tiempo determinado al periodo apropiado, desagregando cuando se pasa de datos para un periodo más basto a uno más fino, y agregando en el caso contrario.

- *Variables*, y
- *Ecuaciones*

4.2. El lenguaje de programación, GAMS

TIMES se compone de variables y ecuaciones genéricas construidas a partir de valores específicos de parámetros y conjuntos de elementos que representan un sistema energético para cada región de un modelo.

Para construir un modelo con *TIMES*, primero el pre-procesador traduce los datos definidos por el usuario a estructuras de datos internas especiales que representan los coeficientes de la matriz de *TIMES* aplicados a cada variable para cada ecuación en la cual la variable puede aparecer. Este paso se llama *Generación de la Matriz*. Una vez que el modelo es optimizado o resuelto, un *Redactor de Informes* reúne los resultados de la ejecución para ser analizados por el usuario. La generación de la matriz, el redactor de informes y los ficheros de control están escritos en *GAMS* (General Algebraic Modelling System).

GAMS es un lenguaje de programación de alto nivel específicamente diseñado para problemas de programación matemática. Se trata de un lenguaje especialmente adecuado para aplicaciones de modelización compleja a gran escala y permite construir grandes modelos de sencilla actualización.

Son varias las tareas que tienen lugar durante una ejecución de *TIMES*:

- *Compilación con GAMS*. Antes de ejecutar el sistema, *GAMS* hace una compilación que consiste en leer y reunir todos los ficheros de control, de datos y del código en otro fichero ejecutable. Si hay inconsistencias en los datos de entrada, se produce un error de compilación y se detiene la ejecución.
- *Inicialización*. Después de la compilación, son declarados en *GAMS* todos los parámetros y conjuntos de elementos del generador de modelos *TIMES*, inicializados y establecidos para la ejecución, y
- *Ejecución*. Primero se pre-procesan los datos de entrada, se generan los conjuntos de elementos de control que definen el dominio válido de los parámetros, ecuaciones y variables, como por ejemplo, para qué periodos está disponible cada proceso. También se interpolan y extrapolan los parámetros de entrada y se agregan los parámetros de entrada específicos de cada periodo de tiempo a su periodo correspondiente tal y como lo pide el generador del modelo. Después algunos datos de entrada se utilizan directamente como coeficientes en las ecuaciones del modelo, pero otros hay que calcularlos. Es el caso de los costes de inversión que tienen que ser anualizados, es decir, repartidos a lo largo de toda la vida económica de la planta, y descontados antes de ser aplicados a la variable de inversión en la función objetivo. Una vez que todos los coeficientes están preparados, se generan las ecuaciones del modelo para este caso particular. La generación de las ecuaciones está controlada por conjuntos de elementos y/o parámetros cuidadosamente reunidos por el pre-procesador para asegurarse de que no se generarán ecuaciones innecesarias o matrices de intersección. Se establecen los límites a las variables del modelo de acuerdo con los parámetros de entrada del usuario. En algunos casos no es conveniente aplicar los límites directamente a variables individuales, sino generar una ecuación de restricción. Todos los pasos anteriores son resumidos en *GAMS* como resultado de la compilación del código fuente y la construcción de todo el modelo. Después de crear la matriz con sus filas, columnas, intersecciones y restricciones, el problema pasa a un solver optimizado que usará la técnica más adecuada para devolver una solución

optimizada a GAMS. Basadas en la solución óptima, las rutinas de información calculan los parámetros resultantes que, junto con los valores de la solución de las variables y ecuaciones y los datos de entrada seleccionados serán analizados con la herramienta correspondiente, en nuestro caso, VEDA-BE.

4.3. El solver, CPLEX

En la etapa de optimización se necesita un solver para resolver las formulaciones de programación lineal y programación entera múltiple de TIMES.

Un solver es un paquete integrado en el lenguaje de programación que resuelve el programa matemático producido por el generador del modelo.

La programación lineal aplicada a un problema nos da como resultado una región delimitada que contiene todas las posibles soluciones básicas y donde solo una de ellas es el óptimo.

El algoritmo *Simplex* comienza a partir de una solución inicial básica y prueba su optimización. Si se verifica alguna condición de optimización, el algoritmo termina. Si no es así, el algoritmo identifica una solución básica adyacente con un valor objetivo mejor. Se prueba hasta que se encuentra la solución óptima. Dado que cada vez se identifica una nueva solución básica, el valor objetivo se va mejorando y como el conjunto de soluciones básicas es finito, el algoritmo también tendrá un número finito de pasos. Desde un punto de vista geométrico, el algoritmo comienza en un punto límite de la región solución que toma como inicio y sigue a lo largo del límite pasando de un punto a otro punto consecutivo, siempre mejorando la solución anterior, hasta encontrar el punto extremo óptimo.

Existe otro tipo de métodos de programación lineal que en contraposición con el método *Simplex*, busca los valores óptimos de la función objetivo en el interior de la región solución. Se llaman métodos de punto interior siendo uno de los más utilizados el método *Barrier*.

4.4. El modelo, EFDA-TIMES

El modelo es un conjunto de ficheros que describe el sistema energético con todas sus tecnologías, productos de entrada y salida, recursos y demandas de servicios energéticos, en un formato compatible con el generador del modelo, en este caso, TIMES.

Para este trabajo se ha optado por tomar como punto de partida el modelo *EFDA-TIMES*¹⁰ por su disponibilidad y su gran alcance tanto regional como temporal. *EFDA* está compuesto por ficheros Excel[®] y Access[®]. Los datos de entrada al modelo sobre consumo de combustible, demanda de uso final de energía, parque tecnológico existente, etc., se guardan en ficheros por regiones y por sectores de consumo energético. Además hay otros datos contenidos en ficheros específicos sobre tecnologías (datos económicos y

¹⁰ El modelo *EFDA* se ha desarrollado dentro del marco del Acuerdo Europeo para el Desarrollo de la Fusión a través de un acuerdo de colaboración entre asociaciones EURATOM, siendo una de ellas el Ciemat.

Los puntos de vista y opiniones expresadas en este trabajo no reflejan necesariamente los de la Comisión Europea.

técnicos), escenarios diseñados por el usuario (tasas de descuento tecnológicas, límites de emisiones), proyecciones de demanda, etc.

En el modelo global multi-regional *EFDA-TIMES*, el mundo está dividido en 15 regiones conteniendo cada una de ellas el generador de modelos *TIMES*, resultando 15 modelos conectados entre si por variables de comercio de energía y emisiones. En la Tabla 4 se muestran las 15 regiones del modelo y los 5 sectores de la energía analizados.

Regiones		Sectores	
AFR	África	ELC	Generación eléctrica
AUS	Australia y Nueva Zelanda	IND	Industria
CAN	Canadá	RES	Residencial-comercial-agricultura
CHI	China	TRA	Transporte
CSA	América Central y del Sur	UPS	Sectores primarios
EEU	Europa del Este		
FSU	Antigua Unión Soviética		
IND	India		
JPN	Japón		
MEA	Oriente Medio		
MEX	Méjico		
ODA	Otros países en desarrollo		
SKO	Corea del Sur		
USA	Estados Unidos		
WEU	Oeste de Europa		

Tabla 4. Regiones y sectores de estudio del modelo *EFDA-TIMES*

En el **Sistema Energético de Referencia** del modelo *EFDA* hay más de 1400 tecnologías y 100 usos de combustibles diferentes para cada región. En la Figura 17 se muestra un ejemplo del SER con el número de tecnologías presentes y futuras para cada sub-sector entre paréntesis. Los productos de entrada y salida figuran en los enlaces del sistema: combustibles como petróleo, gas o carbón, electricidad, calor.

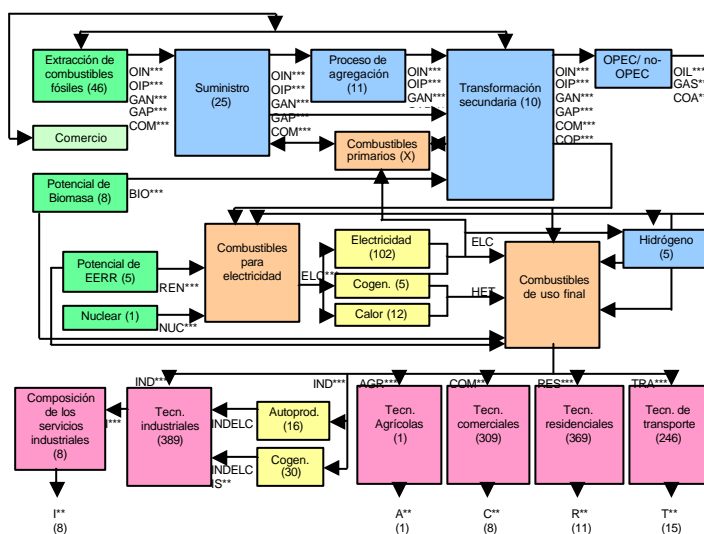


Figura 17. Sistema energético de Referencia para una región del modelo *EFDA-TIMES* (ORDECSYS, 2004a)

La **demanda** se divide en 42 segmentos que cubren los cinco sectores de uso final. La proyección de la demanda hasta 2100 se calcula utilizando factores de crecimiento como la población, el PIB o las unidades familiares y son datos externos procedentes de otros modelos u otras fuentes.

El **suministro** en el sector de producción de energía está dividido en tres partes: la producción primaria, la transformación secundaria y la producción de electricidad y calor.

La producción primaria provee los combustibles fósiles sin transformar, la biomasa y el combustible nuclear, a partir de potenciales presentes y futuros. Proporciona además las disponibilidades de los recursos de crudo, gas, carbón y uranio para cada región, teniendo en cuenta las reservas locales, el crecimiento de la reserva y los nuevos hallazgos de combustibles. Las curvas de costes de las reservas y tecnologías de extracción tienen tres niveles de coste por unidad que van en aumento para reflejar el incremento de los costes de extracción según se va llegando al nivel máximo de cada reserva. La biomasa se refiere a biomasa sólida, biogás de vertedero, biocombustibles líquidos, cultivos energéticos y residuos industriales y municipales. También en esta parte se incluyen los potenciales de otras energías renovables como la geotérmica, la hidroeléctrica y la eólica.

Las transformaciones secundarias convierten formas de energía primaria en combustibles para los sectores de uso final y para la generación de calor y electricidad. El modelo es especialmente detallado en el caso de las tecnologías de producción de electricidad y calor. Contiene plantas de carbón pulverizado, ciclo combinado integrado de gasificación de carbón (IGCC), ciclo combinado con turbina de gas (CCGT), plantas diesel, pilas de combustible, plantas de biomasa, nucleares, hidroeléctricas, parques eólicos, plataformas solares, etc.

El seguimiento de la producción y consumo de electricidad se hace para tres estaciones del año y dos partes del día con lo que resultan seis periodos de tiempo anuales. También hay una restricción adicional en la generación que representa el pico de reserva para cada periodo. Al calor sin embargo se le hace un seguimiento únicamente estacional.

En cuanto a las **emisiones** de las distintas actividades, el modelo hace un seguimiento de las emisiones de CO₂, metano y N₂O a lo largo de todo el sistema. Las emisiones de combustión se basan en los combustibles de entrada para cada tecnología. Para las emisiones por pérdidas y las relacionadas con el consumo no energético como el almacenamiento de la biomasa, los coeficientes de emisión son específicos de la tecnología.

La cantidad y precio para el gas natural, gas licuado y carbón se calcula internamente como parte de la solución de equilibrio, esto es, los **comercios** de gas y carbón están contemplados de manera endógena dentro del modelo. Al contrario, los precios del crudo y del petróleo refinado son especificados exógenamente. De esta forma se refleja un mercado mundial de petróleo no competitivo, donde cada región puede importar cualquier cantidad de crudo o petróleo refinado a un precio fijado por el usuario para cada periodo. Las exportaciones se ajustan después en función del balance

de las importaciones a nivel de todo el mundo. Salvo en el caso de EEUU y Canadá, la electricidad no se comercializa entre regiones.

El modelo *EFDA* también contempla las **tecnologías no emisoras de CO₂ y los sumideros de carbono**. Modeliza el secuestro de CO₂, incluyendo la captura, el almacenamiento y el transporte entre ambos. La captura puede tener lugar en las plantas de generación de IGCC, carbón pulverizado, ciclo combinado de gas natural (NGCC) y pilas de combustible de óxido sólido (SOFC), además de en las plantas de hidrógeno. No está incluida la captura a nivel de industria. El almacenamiento se hace por medio de campos de extracción de petróleo y gas, recuperación de metano en lecho de carbón, acuíferos, océano profundo, mineralización y bosques.

Por último, los **parámetros económicos** utilizados en *EFDA* son el producto interior bruto (PIB) y todos los costes y precios calculados para todas las regiones. Los costes de inversión y los variables y fijos de las tecnologías varían a lo largo de las distintas regiones reflejando las diferencias en los costes de mano de obra, productividad, costes del terreno y límites de los proyectos.

En el modelo *EFDA* hay cinco tipos de hojas Excel[®] fundamentales:

- Plantillas (*Templates*): hay un fichero de plantilla para cada sector y cada región del modelo, en total son 75. Cada uno contiene la estructura básica del modelo con los usos finales, el consumo de combustible de uso final, la producción de energía por combustible y la demanda de uso final, todo para el año base; las tecnologías existentes; las restricciones del usuario; los coeficientes de emisión por combustible y otros parámetros del modelo como la elasticidad de la demanda, la tasa de descuento o la eficiencia en la transmisión. La Figura 18 muestra un ejemplo de plantilla para el sector eléctrico en la región de Europa Occidental.

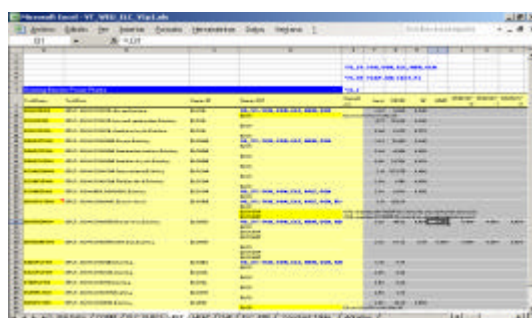


Figura 18. Ejemplo de plantilla

- Controladores (*Drivers*): se utilizan para la proyección de las demandas. El usuario puede crear ficheros para importar nuevos controladores en la base de datos y ejecutar distintos escenarios de proyección de demanda.
- Escenarios (*Scenarios*): sirven para importar datos de nuevos escenarios en la base de datos (límites de emisiones, tasas de descuento de las tecnologías, costes de inversión).
- Transformación: se utiliza para regionalizar los parámetros del modelo. El usuario puede modificar cualquier parámetro tecnológico por medio de operaciones aritméticas, usar valores absolutos para reemplazar los

existentes o insertar nuevos parámetros en la base de datos. Este tipo de ficheros se procesa cada vez que se lanza el proceso de importación de datos.

- Subsistema energético (*Sub-RES*): son ficheros relacionados con un subsistema energético. Uno contiene todas las tecnologías relacionadas con la producción y consumo del hidrógeno, otro las tecnologías avanzadas y otro las tecnologías con captura de CO₂. El usuario de este modo puede aislar una parte del SER e incluirla o no en el escenario del modelo. La Figura 19 muestra un ejemplo del SubRes_B-NewTechs con datos técnicos y económicos de las nuevas tecnologías.

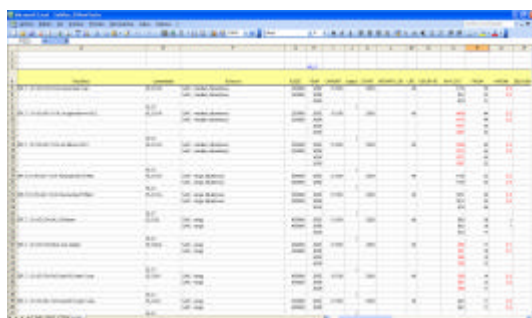
The image shows a screenshot of a spreadsheet application, likely Microsoft Excel, displaying a table with multiple columns and rows. The table contains numerical data, some of which is highlighted in red, possibly indicating specific values or errors. The spreadsheet is titled 'SubRes_B-NewTechs' and appears to be used for managing technical and economic data for new technologies.

Figura 19. Ejemplo de SubRes_B-NewTechs

4.5. VEDA

Dada la enorme cantidad de datos de entrada y resultados generados que supone trabajar con *TIMES*, se hace necesario el uso de una herramienta potente que facilite la creación, mantenimiento, exploración y modificación de las extensas bases de datos que se manejan. Se ha optado en este caso por *VEDA* (VERsatile Data Analyst), un software de análisis de datos y resultados obtenidos de modelos matemáticos o bases de datos desarrollado por Kanors¹¹, que construye tablas y gráficos que sirven de ayuda en el análisis de los resultados de los modelos matemáticos complejos.

VEDA tiene una componente encargada del análisis y mantenimiento de los datos de entrada y de la ejecución del generador del modelo: *VEDA-FE* (front-end), y una componente para el análisis de resultados del modelo: *VEDA-BE* (back-end).

VEDA-FE es una combinación de ficheros de bases de datos y hojas de cálculo enlazadas por módulos. Con *VEDA-FE* se construye la base de datos inicial utilizando como entrada ficheros en Excel[®] y funciones internas de *VEDA*, se examinan las componentes del modelo a través de una serie de presentaciones en forma de texto y gráficos, se modifican los datos de entrada y se lanza su ejecución. La Figura 20 muestra la pantalla de *VEDA-FE* donde se seleccionan los *templates* de cada región y sector, los escenarios suplementarios y las bases de datos externas. Una vez configurados los elementos que se desean incluir, se ejecuta el modelo para un caso.

¹¹ <http://www.kanors.com/>

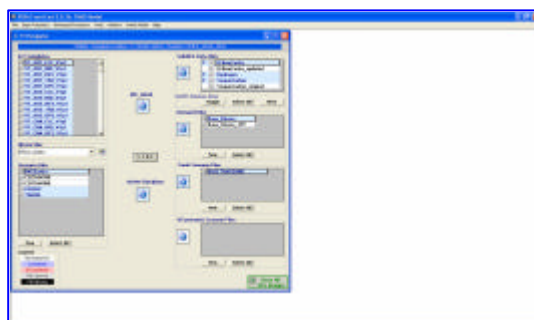


Figura 20. Navegador de VEDA-FE

En la ventana de ejecución del modelo se eligen los escenarios que se quieren incorporar al caso, las opciones del solver CPLEX y el periodo de ejecución.

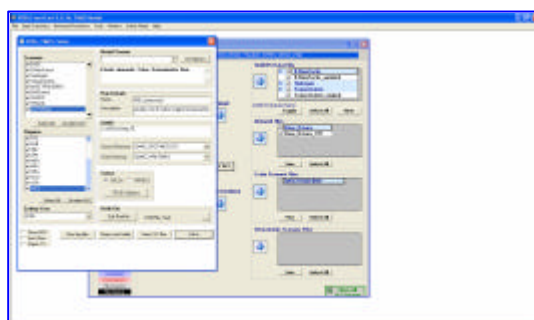


Figura 21. Ventana de ejecución del modelo en VEDA-FE

Una vez ejecutado el modelo se importan los resultados a *VEDA-BE* que es una herramienta que se utiliza para su análisis. Con *VEDA-BE* se pueden generar tablas y gráficos de gran utilidad para la interpretación de los resultados. En la pantalla de definición de tablas de visualización de resultados se eligen los escenarios, productos de entrada y salida y procesos que se quieren representar.

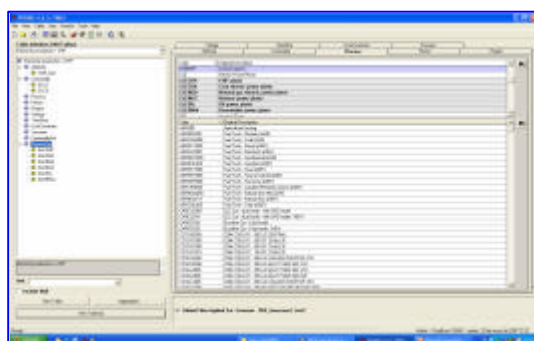


Figura 22. Ventana de definición de tablas en *VEDA-BE*

4.6. Escenarios

Son conjuntos de datos de entrada y salida. Un escenario consiste en una serie de:

- Hipótesis económicas y políticas generales: son datos de entrada en forma de políticas de combustibles como impuestos, subsidios o restricciones; políticas de emisiones como impuestos; y políticas generales como las de régimen fiscal o I+D.
- Criterios de consistencia, son también datos de entrada.

- Curvas de demanda: son relaciones funcionales entre las cantidades de demanda y los precios.
- Curvas de suministro: representan la disponibilidad de los recursos (reservas, potencial) a un precio dado.
- Productos: equilibrio entre las cantidades y los precios a lo largo del tiempo.
- Tecnologías: análisis dinámicos coste-beneficio y tasas de competitividad.

Capítulo V. RESULTADOS

En este capítulo se muestran los resultados de las distintas fases del trabajo:

- FASE I: Revisión de los costes directos de cada una de las tecnologías de generación eléctrica
- FASE II: Cálculo de los costes externos medioambientales debidos a las emisiones de gases de efecto invernadero de las distintas tecnologías de generación eléctrica en el modelo. Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero de las tecnologías.
- FASE III. Efectos de la internalización de los costes externos
- FASE IV: Escenarios

1. FASE I: COSTES DIRECTOS

Para el cálculo de los costes directos de la electricidad se ha optado por la metodología *LEC* (Levelised electricity costs) según la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OECD, 1998) descrita en el capítulo III.

1.1. Fuentes de datos

Los costes de generación de la electricidad se calculan en unidades monetarias por unidad de producción de electricidad, en nuestro caso en €/kWh. Para ello hay que transformar los costes de inversión, que habitualmente se dan en unidades monetarias por capacidad instalada, €/MW, y los costes fijos de operación y mantenimiento, para lo que se necesitan datos técnicos como el factor de disponibilidad y la vida técnica de la instalación. Los costes del combustible también suelen venir dados en unidades monetarias por contenido energético, €/GJ, y se necesitan datos de eficiencia para transformar las unidades.

Se ha hecho una exhaustiva búsqueda bibliográfica en la literatura, bases de datos y proyectos relevantes, de datos económicos y técnicos y, con posterioridad, medioambientales de tecnologías de producción eléctrica presentes y futuras.

Con los datos obtenidos se han estimado unos valores para cada parámetro de cada tecnología y para cada periodo de tiempo que son los que se han utilizado.

A continuación se exponen las principales fuentes utilizadas:

Tecnología solar térmica

- EPRI/DOE, 1997. Renewable Energy Technology Characterizations
- ENERMODAL, 1999. Cost reduction study for solar thermal power plants
- ECOSTAR, 2004. European Concentrated Solar Thermal Road Mapping
- GEMIS database
- Morse Associates, 2000. The Commercial Path Forward for Concentrating Solar power Technologies. A review of existing treatments of current and future markets
- Sargent and Lundy, 2003. Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecast
- Leitner, 2002. Fuel from the Sky: Solar Power's potential for Western Energy Supply
- IEA, 2002. The potential of solar electricity to reduce CO₂ emissions. IEA Greenhouse Gas R&D Programme

<ul style="list-style-type: none"> - Modelo EFDA World - CNE, 2005 - OECD/IEA, 2005. Projected costs of generated electricity. 2005 Update - World Bank, 2005. Technical and Economic Assessment: off grid, mini-grid and grid electrification technologies
<p>Tecnología solar fotovoltaica</p>
<ul style="list-style-type: none"> - EPRI/DOE, 1997. Renewable Energy Technology Characterizations - DACES 2050, 2001. Database clean energy supply 2050 - DEA/EKRAFT/ELTRA, 2005. Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants - GEMIS database - IEA, 2002. The potential of solar electricity to reduce CO₂ emissions. IEA Greenhouse Gas R&D Programme - ECN, 2003. Technologies and technology learning, contributing to IEA's energy technology perspectives - IAEE, 2003. The economics of Micro-Generation: Case studies from the UK - CNE, 2005 - World Bank, 2005. Technical and Economic Assessment: off grid, mini-grid and grid electrification technologies
<p>Tecnología de biomasa</p>
<ul style="list-style-type: none"> - Cuperus, M.A.T., 2003. ECLIPSE project final report. Biomass systems - NREL, 1996. Costs and performance analysis of biomass-based integrated gasification combined-cycle power systems - IEA, 1997. The use of biomass to generate electricity on a large scale - EPRI/DOE, 1997. Renewable Energy Technology Characterizations - DACES 2050, 2001. Database clean energy supply 2050 - DEA/EKRAFT/ELTRA, 2005. Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants - CNE, 2005 - ECN, 2003. Technologies and technology learning, contributing to IEA's energy technology perspectives - World Bank, 2005. Technical and Economic Assessment: off grid, mini-grid and grid electrification technologies
<p>Tecnología eólica</p>
<ul style="list-style-type: none"> - GEMIS database - REW, 2004. The cost of wind power. The facts within the fiction. Renewable Energy World - EWEA, 2002. Wind Energy, The facts, an analysis of wind energy in the EU-25 - DACES 2050, 2001. Database clean energy supply 2050 - DEA/EKRAFT/ELTRA, 2005. Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants - OECD/IEA, 1998. Projected costs of generated electricity - OECD/IEA, 2005. Projected costs of generated electricity. 2005 Update - CNE, 2005 - Modelo EFDA World - EPRI/DOE, 1997. Renewable Energy Technology Characterizations - IAEE, 2003. The economics of Micro-Generation: Case studies from the UK - EC, 2001. Offshore Wind Energy. Ready to Power a Sustainable Europe - DWIA, 2003. http://www.windpower.org/en/core.htm - World Bank, 2005. Technical and Economic Assessment: off grid, mini-grid and grid electrification technologies
<p>Tecnología geotérmica</p>
<ul style="list-style-type: none"> - DEA/EKRAFT/ELTRA, 2005. Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants - EPRI/DOE, 1997. Renewable Energy Technology Characterizations - UN-DP, 2004. World Energy Assessment overview: 2004 Update

- ATLAS project
- OECD/IEA, 2005. Projected costs of generated electricity. 2005 Update
- World Bank web page
- Noord M de, *et al*, 2004. Potential and costs for renewable electricity generation. A data overview
- ESTIR, 2002. Scientific and technological references. Energy technology indicators
- ECN, 2003. Technologies and technology learning, contributing to IEA's energy technology perspectives
- Modelo EFDA World
- World Bank, 2005. Technical and Economic Assessment: off grid, mini-grid and grid electrification technologies

Tecnología hidroeléctrica

- Rentz O., *et al*, 2004. Lessons Learned from Renewable Energy Projects in Europe
- DEA/EKRAFT/ELTRA, 2005. Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants
- ESHA 2004. Current situation of small hydropower in the EU-15 according to ESHA's members
- Noord M de, *et al*, 2004. Potential and costs for renewable electricity generation. A data overview
- UN-DP, 2004. World Energy Assessment overview: 2004 Update
- Lorenzoni A., *et al*, 2001. BlueAGE. Blue energy for a green Europe. Strategic study for the development of small hydropower in the European Union
- CNE, 2005
- ECN, 2003. Technologies and technology learning, contributing to IEA's energy technology perspectives
- Hall D., *et al*, 2003. Estimation of economic parameters of U.S. Hydropower Resources
- CH2MHILL, 2004. Alternative evaluation study
- OECD/IEA, 2005. Projected costs of generated electricity. 2005 Update
- Woolf T, *et al*, 2003. Potential cost impacts of a Vermont Renewable Portfolio Standard.
- World Bank, 2005. Technical and Economic Assessment: off grid, mini-grid and grid electrification technologies

Tecnología fósil

- DEA/EKRAFT/ELTRA, 2005. Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants
- GEMIS database
- OECD/IEA, 1998. Projected costs of generated electricity
- OECD/IEA, 2005. Projected costs of generated electricity. 2005 Update
- University of Chicago, 2004. The Economic Future of Nuclear Power
- DACES 2050, 2001. Database clean energy supply 2050
- MIT, 2003. The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT study
- Styles and Wheeldom, 1998. Preliminary results of an economic and engineering evaluation of two coal-based combined cycle power plant technologies
- DOE, 2001. Tidd PFBC Demonstration Project
- Briem, 2003. ECLIPSE project final report
- World Bank, 1995. Clean Coal Technologies for developing countries
- World Bank, 2005. Technical and Economic Assessment: off grid, mini-grid and grid electrification technologies
- Kolb, 1998. Contributions to the Socio-Economic Research on Fusion
- Modelo EFDA World
- EIA, 2004. Assumptions for the Annual Energy Outlook 2004 with projections to 2025
- Lako, 2004. Coal –fires power technologies. Coal fired power options on the brink of climate policies
- Herzog, 1999. The economics of CO₂ separation and capture
- ECN, 2003. Technologies and technology learning, contributing to IEA's energy technology perspectives
- Riahi, 2004. Technological learning for carbon capture and sequestration technologies
- IEAa, Carbon dioxide capture from power stations

- Undrum, 2000. Economical assessment of natural gas fired combined cycle power plant with CO ₂ capture and sequestration
Tecnología de fisión nuclear
<ul style="list-style-type: none"> - University of Chicago, 2004. The Economic Future of Nuclear Power - GEMIS database - MIT, 2003. The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT study - SAIC, 2002. A Strategy for U.S. Nuclear Power: The Role of Government - SCULLY CAPITAL, 2002. Business Case for New Nuclear Power Plants. Bringing Public and Private Resources Together for Nuclear Energy - EIA, 2004. Assumptions for the Annual Energy Outlook 2004 with projections to 2025 - OECD/IEA, 1998. Projected costs of generated electricity - OECD/IEA, 2005. Projected costs of generated electricity. 2005 Update - Charpin <i>et al.</i>, 2000. Economic forecast study of the nuclear power option - Tarjanne and Rissanen, 2000. Nuclear Power: Least cost option for baseload electricity in Finland - Feretic and Tomsic, 2005. Probabilistic analysis of electrical energy costs comparing: production costs for gas, coal and nuclear power plants - DACES 2050, 2001. Database clean energy supply 2050 - NEA, 1994. The economics of the nuclear fuel cycle - Maloney and Diaconu, 2003. Cost analysis and methodology related to nuclear electricity generation - Kolb, 1998. Contributions to the Socio-Economic Research on Fusion - Modelo EFDA World
Tecnología de fusion nuclear
<ul style="list-style-type: none"> - Proyectos SERF - Proyecto PPCS - Ward, 2002. Assessment of economics of PPCS plant models A and B - Ward, 2003. Assessment of economics of PPCS plant models C and D - EFDA, 2005. A conceptual study of commercial fusion power plants. - Ward, 2006. Proposed Cost Data for fusion in EFDA/TIMES model

Tabla 5. Principales fuentes de datos económicos y tecnológicos

1.2. Costes directos de la electricidad

Hasta 2005, las tecnologías que presentan los menores costes son las de fisión nuclear e hidráulica. A partir de 2005 y hasta el final del periodo de estudio, la tecnología con costes menores es la eólica terrestre, muy por debajo de los costes de la eólica marina. La eólica terrestre es una tecnología que tiene como limitación la máxima capacidad instalada dado que cada vez quedan menos emplazamientos con buenos recursos eólicos. También tiene un factor de capacidad bajo por lo que no puede ser utilizada como única alternativa de suministro base sino que ha de combinarse con otras o usarse para satisfacer picos de demanda.

Las tecnologías con los costes más elevados al comienzo del periodo son las tecnologías solares, tanto la fotovoltaica como las térmicas, seguidas de las tecnologías de biomasa y de combustibles fósiles con captura de CO₂. Dentro de las tecnologías fósiles sin captura de CO₂, la más cara es la de combustión de carbón en lecho fluidizado y la más barata la de gas natural en ciclo combinado.

En 2050, las tecnologías de concentradores de torre solar, geotérmica, hidráulica y nuclear avanzada son las tecnologías más baratas después de la eólica terrestre. La tecnología de torre solar está muy por debajo en costes de la tecnología de discos parabólicos. Ambas tecnologías solares

tienen costes elevados al comienzo que luego van reduciéndose, en el caso de las torres muy rápidamente. Esto se debe a que la tecnología de discos parabólicos es más madura y se espera que su tasa de aprendizaje tecnológico sea menor que en el caso de las torres. Además, las torres tienen más posibilidad de incluir dispositivos de almacenamiento de energía lo cual aumenta el factor de capacidad y disminuye los costes. Al igual que la energía eólica terrestre, las torres tienen limitaciones de capacidad máxima instalada ya que hay escasez de localizaciones óptimas y además requieren de grandes extensiones de terreno. Una vez incorporados los sistemas de almacenamiento de energía a las torres solares, éstas podrían satisfacer la demanda de base en aquellos lugares donde la energía solar fuese viable. En cuanto a la demás tecnologías citadas, la geotérmica tendría aplicaciones muy limitadas dado que se trata de un recurso poco disponible. La energía nuclear de fisión, si no existiese la moratoria nuclear, sería una buena opción, en términos estrictamente económicos, dado su factor de capacidad y falta de limitaciones de máxima capacidad instalada. Sobre la tecnología hidráulica no se han encontrado datos de evolución de costes por lo que se han tomado como constantes para todo el periodo de estudio.

Tras la hidráulica, las tecnologías más baratas en 2050 son la eólica marina, el IGCC y la gasificación de biomasa. Los costes del IGCC aumentan de forma considerable al introducir dispositivos de captura de CO₂ a la vez que disminuye su rendimiento. Respecto a la gasificación en ciclo combinado de biomasa (BIGCC), al igual que la combustión, deben ser alimentadas con cultivos que ocupan vastas extensiones de terreno o áreas forestales que no siempre están disponibles. Esto supone un gran inconveniente a la hora de construir grandes plantas como las que se necesitan para alcanzar los costes que resultan de este análisis.

La tecnología de gas natural en ciclo combinado (NGCC) que en la actualidad tiene costes muy bajos, según las hipótesis hechas en este estudio, sufre un incremento considerable debido al aumento del precio del gas. Además la incorporación de dispositivos de captura de CO₂ también aumenta los costes. Los precios del gas natural se han tomado de (OECD, 2005).

La tecnología de fusión nuclear se incorporaría al sistema en 2050 situándose entre las más caras entre el PFBC y el NGCC con captura de CO₂. Si el estudio se hiciese con un horizonte más amplio, por ejemplo hasta 2100, tendríamos la oportunidad de ver la evolución de esta tecnología aunque con mayores incertidumbres. Es previsible que la tecnología de fusión viese sus costes reducidos en el periodo de 2050 a 2100 mientras que en el resto de tecnologías las mejoras en eficiencia y las reducciones de costes de inversión estarían ya muy estabilizados.

La combustión de carbón en lecho fluidizado presurizado es la tecnología fósil sin captura de CO₂ con los costes de generación de electricidad más elevados.

Por último, aunque la fotovoltaica experimenta una gran reducción en los costes de generación debido al aprendizaje tecnológico, en 2050 sigue siendo la tecnología más cara.

En el Anexo II se muestran los costes directos de las tecnologías para todo el periodo de estudio que se representan en la Figura 23.

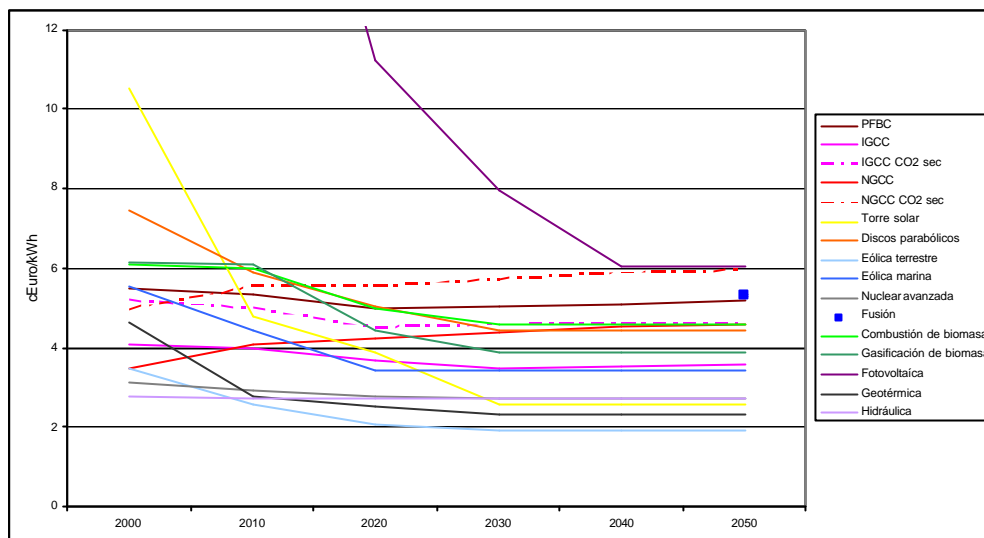


Figura 23. Costes de generación eléctrica para las distintas tecnologías de 2000 a 2050 en cEuro/kWh

Puede concluirse que algunas tecnologías renovables como la eólica terrestre y las torres solares, con costes de generación muy bajos y disponibilidad limitada, deberían mejorarse hasta un máximo de su capacidad en los lugares donde fuese posible. En áreas sin recurso renovable, la demanda de generación base sería cubierta por la fisión avanzada y algunas fósiles como el IGCC y el NGCC.

2. FASE II: COSTES EXTERNOS MEDIOAMBIENTALES

El objetivo de esta fase es calcular los costes externos o externalidades de las emisiones de CO₂, metano y N₂O de todo el ciclo de vida de las tecnologías de generación eléctrica con el fin de incorporarlos más adelante a la base de datos de entrada al modelo y así proceder a internalizar estos costes.

El cálculo se ha realizado a partir de inventarios de emisiones y costes marginales y de daño de los GEI.

El cambio climático es uno de los problemas medioambientales actuales más preocupantes debido a que sus impactos se extienden en el tiempo y en el espacio afectando a todo el planeta y a las generaciones futuras. Según el último informe de evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, 2007), las concentraciones atmosféricas de CO₂, metano y N₂O se han incrementado como resultado de las actividades humanas desde 1750 excediéndose notablemente en la actualidad los valores de la época pre-industrial. Los aumentos de las concentraciones globales de CO₂ se deben principalmente al uso de los combustibles fósiles. Los de metano y N₂O tienen su origen sobre todo en la agricultura. El CO₂ es el gas de efecto invernadero de origen antropogénico más importante. La concentración de CO₂ ha pasado de los 280 ppm de la época industrial a los 379 ppm en 2005. Las concentraciones atmosféricas globales de metano se han incrementado desde los 715 ppb hasta los 1774 ppb en 2005 y las de N₂O de los 270 ppb a los 319 ppb en 2005. Según el IPCC, el calentamiento del sistema climático es un hecho observado a través de los aumentos de la

temperatura media global del aire y los océanos, el deshielo de las zonas polares y el aumento global del nivel medio del mar.

No obstante, debido al amplio rango de receptores de sus impactos, como es la población, cultivos, ecosistemas y materiales, y a la gran controversia sobre la sensibilidad del cambio climático a las concentraciones de gases de efecto invernadero y la magnitud de estos impactos, la evaluación de los costes externos del calentamiento global es un tema de investigación que todavía está sujeto a grandes incertidumbres. Algunas están asociadas a la disponibilidad de los datos y a la capacidad de los modelos. Otras derivan de las hipótesis hechas sobre la tasa de descuento elegida, el método de agregación usado y/o el valor marginal de la vida humana o de los ecosistemas naturales.

En este trabajo se han calculado los costes externos a partir de los factores de emisión de las tecnologías y de unos costes marginales o de daño de los gases contaminantes.

2.1. Factores de emisión

Las nuevas tecnologías energéticas incluidas en nuestro modelo son las descritas en el capítulo V que se muestran resumidas en la tabla siguiente:

<p>COMBUSTIBLES FÓSILES</p> <p>Combustión de carbón en lecho fluidizado a presión (PFBC) Ciclo combinado de gasificación integrada de carbón (IGCC) Ciclo combinado de gasificación integrada de carbón con captura de CO₂ Ciclo combinado de gas natural (NGCC) Ciclo combinado de gas natural con captura de CO₂</p>
<p>ENERGÍA NUCLEAR</p> <p>Fisión avanzada Fusión</p>
<p>ENERGÍAS RENOVABLES</p> <p>Central solar térmica de torre solar Central solar térmica de discos parabólicos Planta solar fotovoltaica Planta de gasificación de biomasa Planta de combustión directa de biomasa Parque eólico terrestre Parque eólico marino Central geotérmica Central hidráulica</p>

Tabla 6. Nuevas tecnologías

Llamaremos factores de emisión directos a los factores de emisión de contaminantes emitidos durante la etapa de generación eléctrica de la planta y factores de emisión indirectos a los factores de emisión de contaminantes emitidos durante el resto de las etapas del ciclo de vida de la tecnología: extracción del combustible, construcción y desmantelamiento de la planta, gestión de residuos y transportes.

Para obtener los factores de emisión directos e indirectos de CO₂, metano y N₂O para todas las etapas del ciclo de cada tecnología se ha recurrido a una búsqueda de datos, entre otros, de proyectos basados en la metodología *ExternE* o que han aplicado dicha metodología.

El proyecto *ExternE Core* (1996-1998) financiado por el Programa Joule III, es una extensión de la metodología *ExternE* que pretendía desarrollar y actualizar dicha metodología para tres nuevas áreas: las tecnologías de uso final, la cogeneración y las tecnologías futuras (EC, 1999c). De los resultados de *ExternE Core* se han obtenido factores de emisión de CO₂, metano y N₂O para las tecnologías de ciclo combinado de gasificación de carbón (IGCC) y de combustión de carbón en lecho fluidizado a presión (PFBC).

El proyecto *Externe National Implementation* también se desarrolló dentro del marco del Programa Joule III para aplicar la metodología en 14 países de la UE y Noruega y de este modo reunir una gran cantidad de datos sobre externalidades de diferentes ciclos para cada país (EC, 1999d). De los resultados del *National Implementation* se han obtenido factores de emisiones de CO₂, metano y N₂O para tecnologías de combustibles fósiles, nucleares y renovables.

NEEDS¹² (2004-2008) es un proyecto integrado financiado por la CE dentro del VI Programa Marco que tiene como objetivo la evolución de los costes y beneficios directos y externos de las políticas y futuros sistemas energéticos, ambos a nivel de país y también para toda la región de la Unión Europea, mejorando y desarrollando la metodología *ExternE*. El proyecto se divide en tres grandes apartados: mejora de las externalidades de la energía, desarrollo de estrategias a largo plazo y aportaciones a la elaboración de políticas y divulgación. Dentro del primero, hay una tarea de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) de las nuevas tecnologías.

La metodología ACV, según definición de la SETAC (Sociedad de Toxicología Química y Ambiental), es un "proceso objetivo para evaluar las cargas ambientales asociadas a un producto, proceso o actividad identificando y cuantificando el uso de materia y energía y los vertidos al entorno; para determinar el impacto que ese uso de recursos y esos vertidos producen en el medio ambiente, y para evaluar y llevar a la práctica estrategias de mejora ambiental. El estudio incluye el ciclo completo del producto, proceso o actividad, teniendo en cuenta las etapas de: extracción y procesado de materias primas; producción, transporte y distribución; uso, reutilización y mantenimiento, y reciclado y disposición del residuo".

ExternE puede considerarse una metodología ACV que incorpora una etapa más que es la valoración en términos monetarios de los impactos. Otra diferencia fundamental entre *ExternE* y un ACV convencional es que la primera es una metodología específica del sitio, la tecnología y el combustible, esto es, los resultados son para una tecnología y combustible determinados en un emplazamiento específico.

La tarea de ACV dentro de NEEDS ha proporcionado datos de factores de emisión para distintos contaminantes atmosféricos para cada etapa del ciclo de cada tecnología. De aquí se han obtenido los factores de emisión de CO₂, metano y N₂O para las tecnologías eólica marina, solar térmica de torre y de disco parabólico, fotovoltaica para celdas de silicio mono-cristalino y multi-

¹² <http://www.needs-project.org/index.asp>

cristalino, combustión y gasificación de distintos tipos de biomasa, nuclear avanzada, combustión de carbón y lignito, gasificación de carbón (IGCC), turbina de gas y ciclo combinado de gas (NEEDS, 2006a-f).

Por último, EUSUSTEL¹³ (2005-2007) es un proyecto financiado por la Comisión Europea dentro del VI Programa Marco que tiene como objetivo facilitar a la Comisión y Estados Miembro una serie de guías y recomendaciones coherentes para la optimización del futuro suministro y composición del sistema eléctrico en Europa garantizando un sistema de suministro eléctrico sostenible (EUSUSTEL, 2007). De las tareas de análisis de los aspectos medioambientales de las tecnologías de generación eléctrica (Cabal H., 2005a) y cálculo de los costes externos medioambientales de estas mismas tecnologías (Cabal H., 2006c) se han obtenido datos de factores de emisión directos e indirectos de distintos contaminantes atmosféricos para tecnologías de combustibles fósiles con y sin captura de CO₂, nuclear y renovables en un periodo de 2000 a 2030.

Otra fuentes de datos utilizadas han sido las de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 1998), otros estudios (Herzog, 1999; IEAa; Lako, 2004; Undrum, 2000; Riahi, 2004; Lechón, 2002) para las tecnologías que incluyen secuestro de CO₂ y para la tecnología de fusión nuclear los resultados del proyecto SERF3 (Lechón Y., 2002).

Entre los factores de emisión reunidos en ésta búsqueda se han seleccionado y realizado los cálculos correspondientes para obtener unos factores de emisión directos, en gramos por kilovatio-hora producido, e indirectos, en gramos por kilovatio instalado.

Dada la amplitud del horizonte temporal utilizado en este trabajo, en algunas ocasiones no ha sido posible encontrar datos sobre la evolución de los factores de emisión hasta 2050. Entonces los factores de emisión directa futuros se han calculado extrapolando los valores actuales teniendo en cuenta la evolución de las eficiencias de las instalaciones. En el caso de los factores indirectos futuros se ha hecho una extrapolación en base a la evolución de los costes de inversión salvo para el caso de la tecnología fotovoltaica cuyos costes descienden muy rápidamente y esta extrapolación no parece ser la más adecuada. En este caso se ha supuesto que la tendencia a disminuir de los factores de emisión en los primeros periodos se mantiene constante para el resto del tiempo.

En el Anexo I se muestran los factores de emisión directos e indirectos de CO₂, metano y N₂O utilizados en este trabajo.

Una vez obtenidos los factores de emisión directos e indirectos para los distintos periodos de tiempo de 2000 a 2050, se han valorado los costes externos directos de la etapa de producción eléctrica y los indirectos de las demás etapas del ciclo.

El cálculo de los costes externos debidos al fenómeno del calentamiento global se puede acometer desde dos perspectivas diferentes: la valoración del coste externo como el **coste marginal del daño** que es el coste de los

¹³ <http://www.eusustel.be/index.php>

daños ocasionados por los impactos sobre los receptores y la valoración como el **coste marginal de reducción** que es el coste de evitar estos daños incorporando medidas de reducción de las emisiones.

De acuerdo con la teoría económica, la tasa de CO₂, P*, que llevaría a alcanzar el nivel óptimo de emisiones, Q*, sería igual al coste marginal del daño medioambiental y al coste marginal de reducción a este nivel de emisiones como puede verse en la Figura 24.

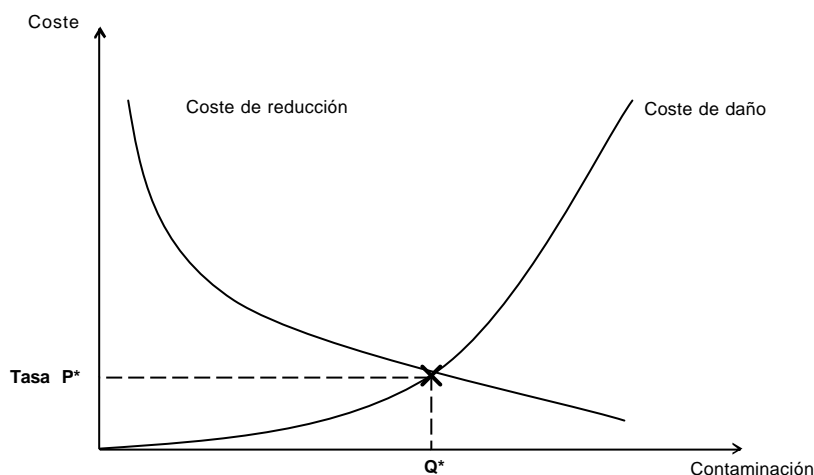


Figura 24. Nivel óptimo de tasa

En este trabajo de tesis doctoral se ha optado por ambas opciones, valorar el coste externo como el coste marginal del daño y como el coste marginal de reducción, entendiéndose por **coste marginal** el *valor actual neto de un cambio en los impactos, en términos monetarios, cuando se produce un pequeño incremento en las emisiones normalizado por el aumento las emisiones*.

2.2. Costes medioambientales de los GEI

En el primer proyecto de *ExternE*, ya en el marco único de la Comisión Europea, se incluyeron por primera vez algunos cálculos de daños basados en una revisión a fondo de la bibliografía existente. Los resultados identificaban un amplio rango de incertidumbres asociadas a este tipo de análisis. Más adelante, dentro del proyecto *National Implementation*, se desarrolló una metodología para el cálculo de los daños del cambio climático. Esta metodología estaba basada en la aproximación *ExternE* pero adaptada para los daños derivados del calentamiento global. También incorporaba el uso de dos modelos: *FUND*, un modelo de evaluación del cambio climático, y *Open Framework*, que proporciona una plataforma consistente para el análisis espacial de los escenarios de cambio climático y sus impactos. Se definió un caso común para la evaluación de daño con ambos modelos utilizando como referencia el escenario IS92a¹⁴ del IPCC que proporciona datos sobre emisiones de CO₂, CO, CH₄, N₂O, NO_x y SO₂ para el periodo comprendido entre 1990 y 2100. A continuación se muestran los resultados del *National Implementation*. :

¹⁴ Este escenario supone que la concentración de CO₂ se duplica con respecto al año base 1870 (era preindustrial) antes de 2070 alcanzando aproximadamente los 560 ppm (IPCC, 1994)

	FUND		Open Framework	
	1% descuento	3% descuento	1% descuento	3% descuento
CO ₂ (ECU/tCO ₂)	46	19	44	20
CH ₄ (ECU/t CH ₄)	530	350	400	380
N ₂ O (ECU/t N ₂ O)	17000	6400	26000	11000

Tabla 7. Daños marginales de las emisiones de gases de efecto invernadero en ECU/t (Fuente: EC, 1999e)

Dentro de un intervalo de confianza del 95%, los rangos recomendados por *National Implementation* eran de 3,8 a 139 ECU/t CO₂ y, en un rango más restrictivo, de 18 a 46 ECU/t CO₂.

Dentro de otros proyectos *ExternE*, como el *ExternE Core* y el *Transport*, también se evaluaron los costes marginales de emisiones de gases de efecto invernadero utilizando los mismos modelos *FUND* y *Open Framework* así como un tercer modelo, *FUND 2.0*, una versión mejorada del *FUND 1.6* que incluía actualizaciones importantes. Los resultados se agregaron utilizando un método de ponderación y se presentaron para cuatro alternativas: solo la UE (con impactos en la Unión Europea), valores regionales (impactos en la Unión Europea más impactos en otras regiones), valores mundiales (impactos en la Unión Europea más impactos en otras regiones con valores agregados globalmente) y valores en la UE (impactos en la Unión Europea más impactos en otras regiones con valores de la Unión Europea, quiere decir que a los impactos sobre la salud humana fuera de la Unión Europea se les da el mismo valor que en la Unión Europea). La siguiente tabla muestra los resultados de las cuatro alternativas:

	Solo UE	Valores regionales	Valores mundiales	Valores en la UE
CO ₂ (\$/t C)				
0% PRTP	2,2	38,9	109,5	454,3
1% PRTP	1,7	26,1	73,8	302,7
3% PRTP	0,8	12,3	37,0	150,3
CH ₄ (\$/t CH ₄)				
0% PRTP	4,9	68,2	65,5	257,0
1% PRTP	3,5	60,9	44,9	175,0
3% PRTP	1,9	49,2	24,9	95,7
N ₂ O (\$/t N ₂ O)				
0% PRTP	102,1	413,9	1319,0	5242,1
1% PRTP	59,7	320,0	78,3	2967,7
3% PRTP	24,3	250,8	296,5	1163,6

PRTP (Pure rate of time preference)= tasa de preferencia pura temporal: refleja la preferencia de cada individuo por consumir en el momento presente mejor que en el futuro y con un nivel de consumo per capita constante en el tiempo

Tabla 8. Costes marginales de las emisiones de gases de efecto invernadero (Fuente: Friedrich R., 2001)

De estos valores, *Transport* recomienda unos costes marginales para el CO₂ de 2,4€ por tonelada emitida dentro de un rango de 1,4 a 4,1 € por tonelada. Para el metano el valor recomendado es de 44,9 € por tonelada emitida dentro de un rango de 28,2 a 71,5 € por tonelada y para el N₂O, 748,3 € por tonelada de N₂O en un rango de 440,2 a 1272,1 € por tonelada.

Transport también hizo una aproximación a los costes de daños a través de los costes evitados. La aproximación consistía en calcular los costes marginales evitados para alcanzar unos objetivos de reducción de emisiones. Esta aproximación también lleva asociada una serie de incertidumbres como la evolución de las emisiones en el tiempo o las medidas de reducción y sus costes. Tras una revisión bibliográfica, los datos obtenidos de costes evitados resultaban más elevados que los costes de daños. Esto puede ser debido a la omisión de impactos en el cálculo. A partir de todos los datos recogidos y tras una serie de consideraciones *Transport* da un coste evitado de 19 euro/t CO₂ frente a la media calculada de 2,4 euro/t CO₂ para los costes de daños (Friedrich R., 2001).

Posteriormente, dentro del V Programa Marco, el proyecto *NewExt*¹⁵ tenía como principal objetivo mejorar distintos aspectos de la evaluación de las externalidades. Uno de estos aspectos era la valoración de los impactos medioambientales basándose en dos metodologías: las preferencias mostradas a través de las negociaciones políticas y la elección de la población. El primer método está basado en la hipótesis de que la evaluación de los costes para alcanzar los objetivos de Kyoto puede interpretarse como una muestra del deseo de la sociedad de pagar por promover acciones inmediatas contra el calentamiento global. Los mejores valores así obtenidos estaban en un rango entre 5 y 20 € por tonelada emitida de CO₂.

El segundo método consiste en encuestar a la población sobre asuntos energéticos. El lugar elegido para el experimento fue Suiza. Los resultados estaban en un rango entre 14 y 22 € por tonelada de CO₂.

De la combinación de ambos métodos se dieron unos valores para los costes marginales de los GEI de 19 € por tonelada de CO₂.

También dentro del V Programa Marco, el proyecto *Greensense*¹⁶ aplicaba la metodología *ExternE*. Sus objetivos eran desarrollar un marco de contabilidad nacional que reflejase la productividad de la economía a la vez que su sostenibilidad y ampliar la metodología de evaluación de impacto medioambiental. Se obtuvieron datos de costes asociados a los impactos de cambio climático para tres niveles diferentes de sostenibilidad:

Grado de Sostenibilidad	Valor económico en euro/tCO ₂
Daños marginales del cambio climático	29,3
Limite de las concentraciones de CO ₂ en 550ppm	181,3
Limite de las concentraciones de CO ₂ en 450ppm; 0 ppm en 2200	1831,5

Tabla 9. Costes de los impactos del cambio climático (Greensense, 2004)

Recientemente se ha publicado una segunda actualización de la metodología *ExternE* (EC, 2005) con un capítulo dedicado al calentamiento global que presenta datos sobre costes marginales calculados a partir del modelo *FUND*. Primero se ejecuta el modelo para obtener un escenario base y luego se ejecuta para un escenario donde se incorpora un millón de

¹⁵ <http://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projektwebsites/newext/>

¹⁶ <http://people.bath.ac.uk/hssam/greensense/home.html>

toneladas de carbono a la atmósfera para el periodo comprendido entre 2000 y 2009. Los resultados están dentro del rango de resultados obtenidos anteriormente con *FUND* y con los hallados en la bibliografía (Tol, 2005).

Otros estudios han dado resultados mayores que estos de *ExternE*. Algunos se muestran en la siguiente tabla junto con la referencia correspondiente:

Fuente	2001-2010	2011-2020	2021-2030
<i>Nordhaus, 1994</i>	6,8	8,6	10
<i>Nordhaus, 1998</i>	7,1	9,3	11,7
<i>Ayres et al., 1991</i>	30-35	-	-
<i>Cline, 1992</i>	7,6-154	9,8-186	11,8-221
<i>Peck et al., 1993</i>	12-14	14-18	18-22
<i>Frankhauser, 1995</i>	22,8	25,3	27,8
<i>Maddison, 1994</i>	8,1-8,4	11,1-11,5	14,7-15,2

Tabla 10. Costes medioambientales de las emisiones de CO₂ en \$/t CO₂

Por último, hay autores como Tol que señalan el amplio margen que se da en la interpretación de los costes y beneficios de la reducción de gases de efecto invernadero y la influencia que tienen sobre los resultados algunas hipótesis formuladas en relación a la tasa de descuento y a la agregación sobre países. En uno de sus trabajos (Tol, 2005), Tol recopiló datos de costes marginales de daños de las emisiones de CO₂ correspondientes a 28 estudios publicados y los combinó para obtener una función de densidad de probabilidad. Más tarde, dentro del proyecto NEEDS, actualizó los resultados atendiendo a distintos tipos de descuento dada la sensibilidad de los datos a este parámetro (NEEDS, 2006g). Utilizó el descuento de Ramsey, también conocido en macroeconomía como neo-clásico, convencional, geométrico y exponencial, con tres tasas de preferencia temporal diferentes, y el descuento de Weitzman, también conocido como hiperbólico o descuento γ , con una tasa de preferencia temporal inicial de 3% que llega al 0% al cabo de 25 años siguiendo una función de distribución γ de probabilidades. Además la revisión hecha en NEEDS aborda las incertidumbres generadas por el método de agregación aplicando una ponderación equitativa donde los impactos regionales son ponderados por la media mundial de la renta sobre la media regional y por otro lado, dando los valores regionales sin ponderar.

En este trabajo se ha optado por calcular unos costes externos *conservadores* en base a los costes marginales de GEI recomendados por la metodología *ExternE* (NewExt, 2004) y constantes en el tiempo y otros costes externos *dinámicos* aplicando unos costes marginales que evolucionan en el tiempo recomendados en NEEDS (NEEDS, 2006g) con un descuento Weitzman y ponderados equitativamente. En la Tabla 11 se muestran estos costes marginales de daños debidos a los gases de efecto invernadero:

		CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Opción <i>conservadora</i>	2005-2050	19	44,9	748,3
Opción <i>evolutiva</i>	2005	94,40	208,3	7466,5
	2010	91,23	194,5	7164,4

	2020	84,55	169,6	6608,9
	2030	77,52	149,8	6136,1
	2040	70,67	134,2	5723,1
	2050	64,20	121,7	5355,1

Tabla 11. Costes medioambientales de las emisiones de GEI en €/t

2.3. Mercado de emisiones

Los países que han ratificado el Protocolo de Kyoto están comprometidos a hacer los esfuerzos necesarios para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. A partir de los mecanismos establecidos dentro del marco de la Convención sobre el Cambio Climático de Naciones Unidas (Acción conjunta y Mecanismo para un desarrollo limpio), la Unión Europea ha desarrollado el mayor sistema, a nivel de compañía, de comercio de emisiones de CO₂¹⁷. Este sistema consiste en poner un límite a las emisiones de un grupo determinado de empresas contaminantes, como por ejemplo las plantas de generación eléctrica, por debajo del nivel actual de emisión. Las emisiones permitidas por debajo del límite se dividen en permisos de emisión individuales. Cada permiso representa el derecho a emitir una tonelada de CO₂. Al existir una restricción en la emisión, los permisos adquieren un valor financiero y las compañías pueden comprarlos y venderlos con el fin de seguir operando de la manera más ventajosa posible. De este modo, las compañías pueden elegir entre tomar medidas para reducir sus emisiones, como invertir en tecnologías más eficientes o usar recursos con menos carbono, comprar permisos extras a precio de mercado o una combinación de ambas. Este funcionamiento garantiza la reducción de emisiones de la forma más efectiva en lo que a costes se refiere. Aquellos que puedan reducir sus emisiones a bajo coste pueden vender sus permisos extras a compañías que tienen que afrontar costes mayores y que prefieren comprar permisos antes que reducir costes.

Las cantidades totales de emisiones de CO₂ que los Estados Miembro asignan a sus empresas vienen determinadas por los Planes Nacionales de Asignación (PNA). Cada Estado Miembro predice cuántos derechos de emisión va a asignar en total para el primer período de comercio de derechos, 2005-2007 y cómo los va a distribuir por cada instalación cubierta por el sistema de comercio de derechos de emisión.

En esta primera etapa, el sistema cubre 12000 instalaciones que suman el 45% de las emisiones totales de CO₂ de la Unión Europea. Se calcula que con este régimen la Unión Europea alcance los compromisos de Kyoto a un coste inferior al 0,1% de su PIB.

Además el mercado europeo permite a las compañías hacer uso de los mecanismos contemplados dentro del Protocolo de Kyoto para cumplir con sus obligaciones.

El comercio de emisiones de CO₂ entró en funcionamiento en la UE-25 en enero de 2005. Comenzó con un precio de alrededor de 7,7 € por tonelada de CO₂ emitida, a comienzos de 2006 se había casi cuadruplicado llegando a los 27,25 €, a finales de ese mismo año estaba en unos 6,60 € y en marzo

¹⁷ Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la CE

de 2007 en 1,07 €. El precio fluctúa mucho y no se acerca al coste esperado. Esto es debido a que no se está alcanzando el punto de equilibrio entre la cantidad de permisos ofertados y el precio de estos permisos. Los inventarios de emisiones son fijados por cada país en su inventario nacional y los límites puestos para este primer periodo son unos límites muy altos por lo que los valores de los permisos resultan muy bajos. No estamos alcanzando el equilibrio donde se cruzan el coste óptimo y el valor óptimo.

Los precios del CO₂ en los mercados pueden tomarse como un indicador de los costes externos puesto que se trata de medidas adoptadas para alcanzar los compromisos de Kyoto. No obstante, por todo lo anteriormente expuesto, estos precios no han sido tenidos en cuenta en este trabajo y se presentan solo a título informativo.

2.4. Costes externos medioambientales de la electricidad

Una vez obtenidos los costes medioambientales de las emisiones se han multiplicado por los factores de emisión y se han obtenido los costes externos directos de producción eléctrica, los costes externos indirectos del combustible y los costes externos indirectos de la construcción y demolición de las instalaciones para cada tecnología, que sumados nos han dado los costes externos totales.

2.4.1. Costes externos directos

En la Figura 25 se han representado los costes externos directos de las emisiones de CO₂, metano, y N₂O de todas las tecnologías utilizando los costes marginales de la que hemos denominado opción *conservadora* (Tabla 11).

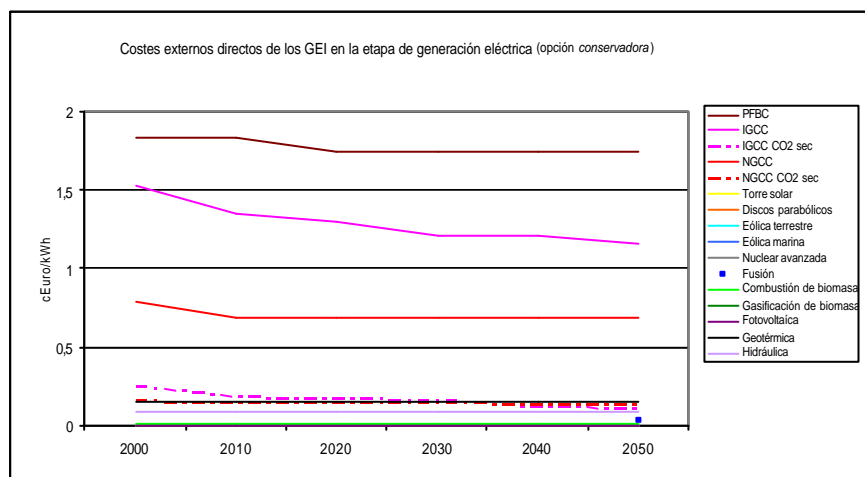


Figura 25. Costes externos directos en cEuro/kWh, opción *conservadora*

Los costes varían de 0 a 1,83 cEuro/kWh en la actualidad y de 0 a 1,74 cEuro/kWh en 2050. La tecnología con las externalidades de producción eléctrica más elevadas es la combustión de carbón en lecho fluidizado a presión seguida del ciclo combinado de gasificación de carbón y del ciclo combinado de gas natural. Como era previsible, los valores más altos los alcanzan las tecnologías fósiles sin captura de CO₂. Al contrario, las tecnologías que incorporan secuestro de CO₂ presentan unos costes

externos directos del orden de los costes externos de la tecnología geotérmica y están ligeramente por encima de los de la hidráulica. El resto de tecnologías renovables tienen costes por debajo de los 0,005 cEuro/kWh en 2050. Las tecnologías renovables con menores costes externos después de la geotérmica y la hidráulica son las de biomasa. Los costes externos de la fisión avanzada se encuentran entre los costes externos de las tecnologías solares y los de las tecnologías eólicas.

La Figura 26 representa los costes externos directos cuando elegimos aplicar los costes marginales de la opción *evolutiva* (Tabla 11).

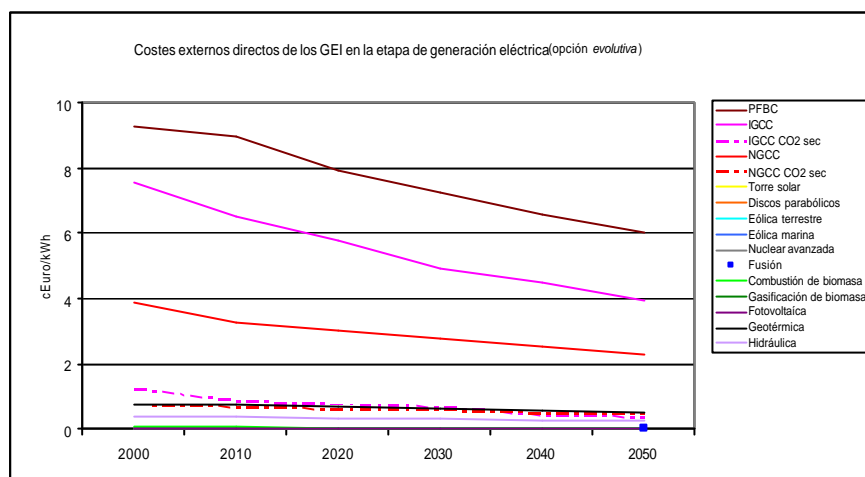


Figura 26. Costes externos directos en cEuro/kWh, opción *evolutiva*

En este caso los costes externos varían de 0 a 9,29 cEuro/kWh en la actualidad y de 0 a 6,02 cEuro/kWh en 2050. En cuanto al orden de las tecnologías según su coste, se mantiene el del caso anterior.

2.4.2. Costes externos indirectos

En este caso se han sumado los costes externos indirectos del combustible y de la construcción y desmantelamiento de las instalaciones. Para las tecnologías renovables los costes externos indirectos del combustible son nulos salvo para la combustión y gasificación de biomasa que se encuentran comprendidos entre los costes del gas natural y los del carbón. En total, los costes externos indirectos son más elevados en el caso de la gasificación debido a las mayores emisiones durante la construcción y desmantelamiento de la planta. Los costes varían de 5,23 €/kW de la eólica terrestre a los 42,6 €/kW de la gasificación de biomasa en la actualidad y de 3,48 €/kW de la eólica terrestre a 29,7 €/kW para la gasificación de carbón sin secuestro de CO₂ en 2050. En 2050 los costes externos indirectos de la gasificación de biomasa se sitúan por debajo de los costes externos indirectos de todas las tecnologías de carbón.

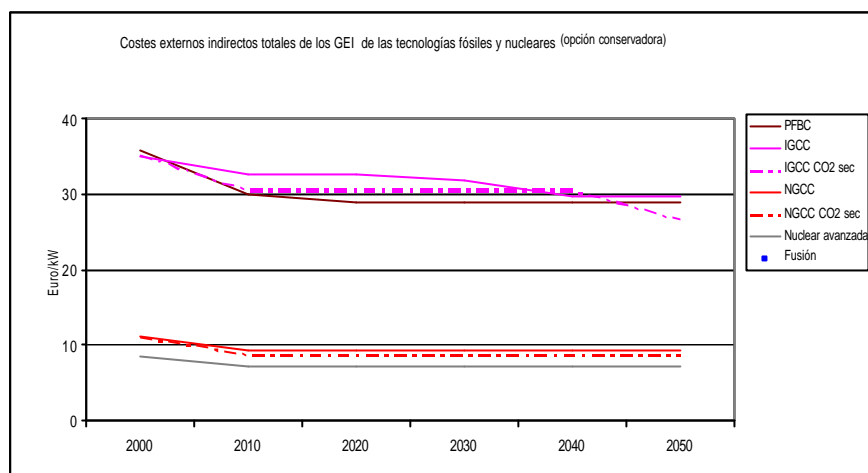


Figura 27. Costes externos indirectos totales de las tecnologías fósiles y nucleares en €/kW, opción conservadora

Como puede apreciarse en la Figura 27, las tecnologías con las externalidades de producción eléctrica más elevadas son la combustión de carbón en lecho fluidizado a presión y la gasificación de carbón en ciclo combinado con y sin secuestro de CO₂. En el primer periodo los valores de estas externalidades son prácticamente los mismos mientras que en el último periodo las externalidades de la gasificación de carbón con captura de CO₂ son un 10% menores que en la gasificación sin captura.

En la Figura 28 están representados los costes externos indirectos totales de las tecnologías renovables.

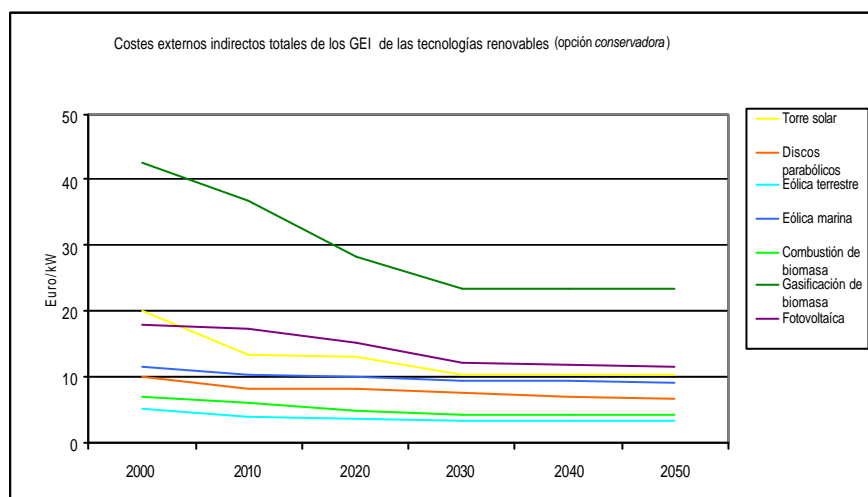


Figura 28. Costes externos indirectos totales de las tecnologías renovables en €/kW, opción conservadora

En las tecnologías renovables, los costes externos indirectos más elevados corresponden a la gasificación de la biomasa durante todos los periodos de tiempo. Los costes externos indirectos totales varían desde los 5,23 €/kW instalado de la eólica a los 42,6 €/kW instalado de la gasificación de biomasa en el primer periodo y desde los 3,48 a los 23,4 €/kW instalado para las mismas tecnologías en 2050. Se han eliminado de la representación la

tecnología hidráulica y la geotérmica por no disponer de datos de factores de emisión de la etapa de construcción y demolición de las instalaciones.

Si ahora calculamos los costes externos considerando la opción *evolutiva*, los costes varían de 26 €/kW de la eólica terrestre a los 178 €/kW de la combustión de carbón en lecho fluidizado a presión en la actualidad y de 11,7 €/kW de la eólica terrestre a 100 €/kW de la gasificación de carbón en ciclo combinado en 2050.

Los resultados para las tecnologías fósiles y nucleares son los que se muestran en la Figura 29 a continuación:



Figura 29. Costes externos indirectos totales de las tecnologías fósiles y nucleares en €/kW, opción *evolutiva*

Igual que en el caso conservador, los costes más elevados corresponden a las tecnologías de combustión de carbón en lecho fluidizado a presión y gasificación de carbón en ciclo combinado con y sin secuestro de CO₂. En el primer periodo los valores de estas externalidades son prácticamente los mismos mientras que en el último periodo las externalidades de la gasificación de carbón con captura de CO₂ son un 10% menores que en la gasificación sin captura.

La Figura 30 muestra los costes externos indirectos para las tecnologías renovables con la opción *evolutiva*:

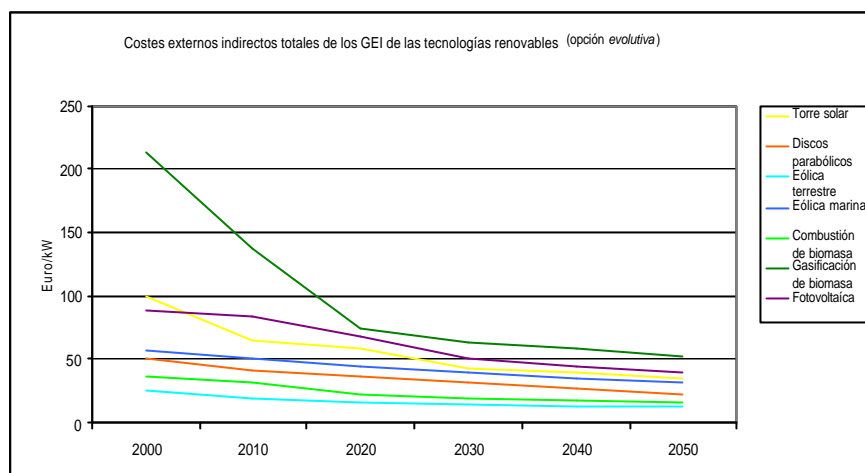


Figura 30. Costes externos indirectos totales de las tecnologías renovables en €/kW, opción evolutiva

En las tecnologías renovables, los costes externos indirectos más elevados en todos los periodos corresponden a la gasificación de la biomasa, fundamentalmente debido a los costes externos indirectos de la construcción y demolición de la planta. Los costes más bajos son los de la eólica terrestre. Los costes externos indirectos totales varían desde los 26 €/kW instalado de la eólica a los 213 €/kW instalado de la gasificación de biomasa en el primer periodo y desde los 11,7 de la eólica terrestre a los 52,1 €/kW instalado de la gasificación de biomasa en 2050.

2.4.3. Costes externos totales

Finalmente, a partir de los anteriores costes externos directos e indirectos, se han calculado los costes externos totales que se muestran en el Anexo III y se han representado en la siguiente Figura 31 y Figura 32.

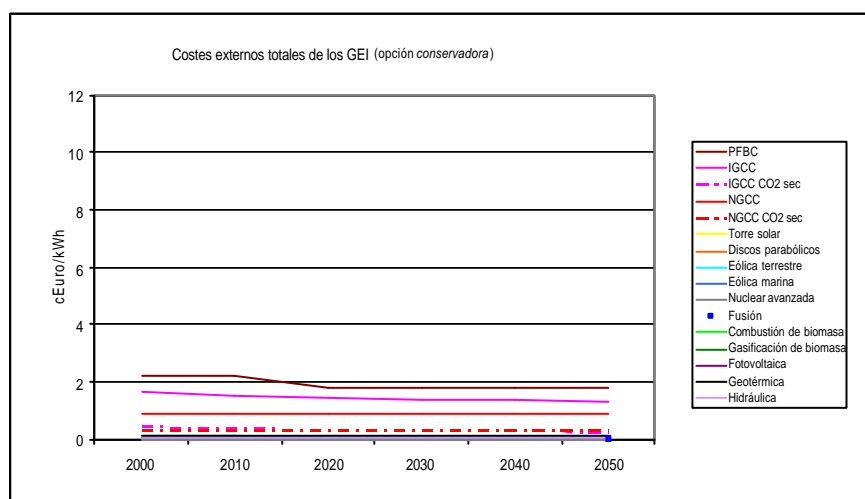


Figura 31. Costes externos totales de todas las tecnologías en cEuro/kWh, opción conservadora

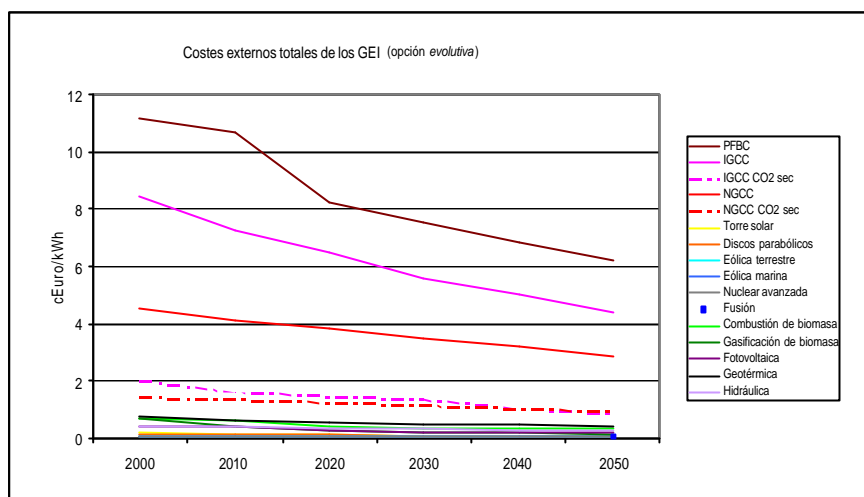


Figura 32. Costes externos totales de todas las tecnologías en cEuro/kWh, opción *evolutiva*

Los costes externos más altos corresponden a las tecnologías fósiles sin captura de CO₂ en ambos casos, seguidos de las tecnologías fósiles con captura de CO₂. En 2050, las externalidades de la fusión nuclear son las más bajas, muy próximas a las de la eólica terrestre. Las emisiones de la fusión nuclear para todo el ciclo de vida fueron estimadas en 3,63 g/kWh dentro del proyecto SERF3 (Lechón Y., 2002), muy por debajo de las emisiones de la fisión nuclear y de la mayoría de las tecnologías renovables. No obstante, se ha optado por no considerar ésta tecnología en la comparación dada la incertidumbre que presenta al no haber alcanzado todavía la fase de demostración.

Cuando se han utilizado los costes medioambientales más bajos (opción *conservadora*), los costes externos se encuentran, en la actualidad, entre los 0,015cEuro/kWh de la eólica terrestre y los 2,26cEuro/kWh de la combustión de carbón en lecho fluidizado y en 2050, entre los 0,009cEuro/kWh y los 1,85cEuro/kWh para las mismas tecnologías.

Para los costes externos calculados a partir de los costes medioambientales más altos (opción *evolutiva*), la diferencia entre las tecnologías fósiles y las tecnologías renovables y nucleares es más notoria y varía, en la actualidad, entre los 0,07cEuro/kWh de la eólica terrestre y los 11,21cEuro/kWh de la combustión de carbón en lecho fluidizado y, en 2050, entre los 0,03cEuro/kWh y los 6,25cEuro/kWh para las mismas tecnologías.

Con el fin de apreciar más en detalle las externalidades de las tecnologías renovables y nucleares, se han representado solo éstas con una escala menor en la Figura 33 y Figura 34.

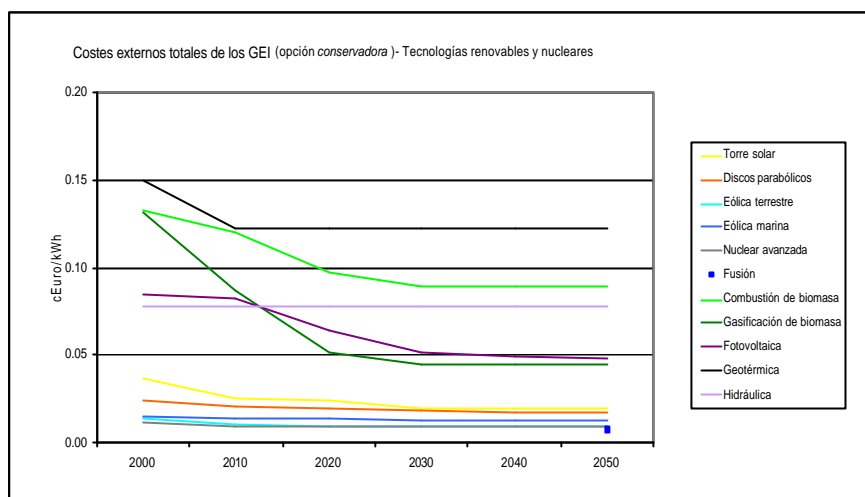


Figura 33. Costes externos totales de las tecnologías renovables y nucleares en cEuro/kW, opción *conservadora*

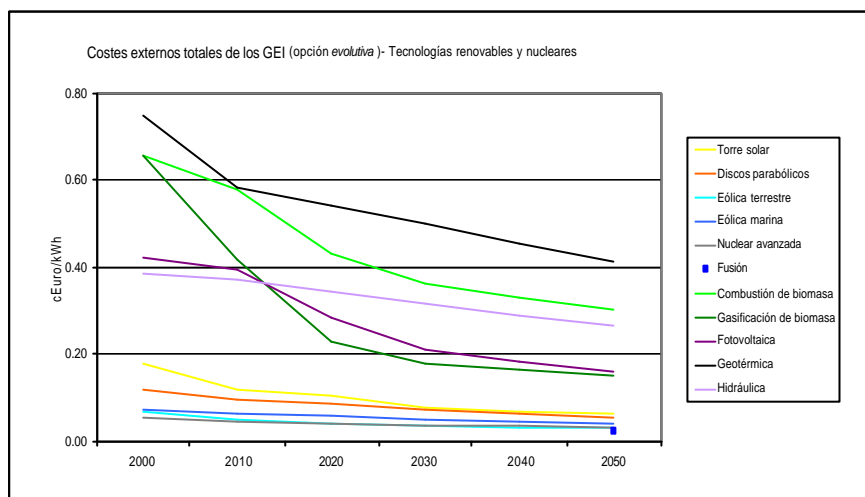


Figura 34. Costes externos totales de las tecnologías renovables y nucleares en cEuro/kW, opción *evolutiva*

Al comienzo del periodo, los costes externos más altos son los de las tecnologías geotérmica y de combustión y gasificación de biomasa. Los menores costes son los de la tecnología de fisión nuclear avanzada y eólica terrestre y marina.

Al final del periodo de estudio, los costes externos de la fisión nuclear se sitúan entre los de la eólica terrestre y los de la eólica marina y los de la tecnología de gasificación de biomasa y la fotovoltaica descienden notablemente hasta quedar por debajo de los 0,17 cEuro/kWh.

3. FASE III: EFECTOS DE LA INTERNALIZACIÓN DE LOS COSTES EXTERNOS

Para la internalización de los costes externos se han seguido dos aproximaciones diferentes. Una primera aproximación *estática* donde se han incorporado los costes externos medioambientales debidos a las emisiones de GEI al cálculo de los costes de electricidad como un concepto de coste

adicional, y una aproximación *dinámica*, introduciendo los costes externos de los GEI en el modelo energético *EFDA-TIMES*.

En ambos casos se han analizado los efectos de la internalización de las externalidades y se han discutido en relación al avance en la consecución de la sostenibilidad del sistema energético utilizando indicadores de sostenibilidad relacionados con la energía.

3.1. Aproximación estática

En este apartado se muestran los resultados de analizar dos escenarios de reducción de calentamiento global donde se incluyen los costes externos de las emisiones de CO₂, metano y N₂O. Para ello se han incorporado los costes debidos a las emisiones de estos gases en todas las etapas del ciclo de las distintas tecnologías al cálculo de los costes de electricidad como un concepto de coste adicional. El resultado son unos costes totales donde se han internalizado las externalidades producidas por las emisiones.

Tomando como referencia el mismo rango de costes medioambientales de las emisiones de CO₂, metano y N₂O propuestos en el capítulo anterior (Tabla 11), se han analizado dos escenarios.

3.1.1. Escenarios

En el primer escenario la tasa sobre las emisiones de CO₂, metano y N₂O elegida es de 19 euros/tCO_{2eq}. La Figura 35 presenta los resultados de aplicar esta tasa durante todo el periodo de estudio.

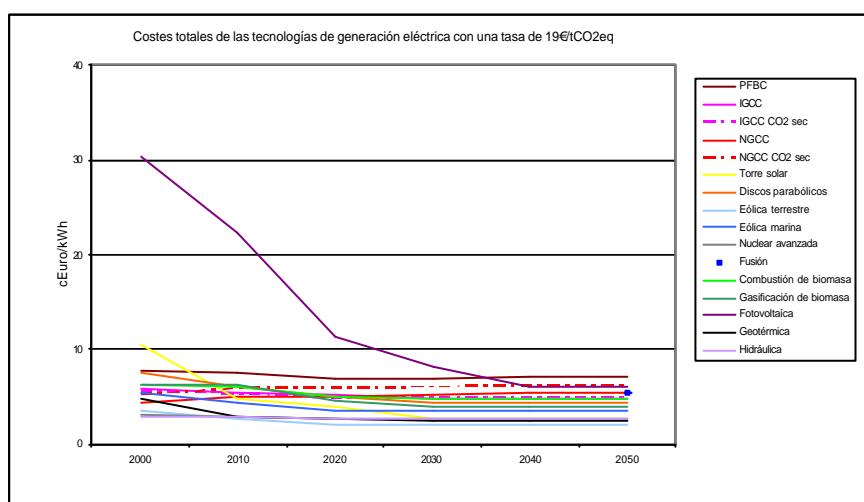


Figura 35. Evolución de los costes totales de generación eléctrica para todas las tecnologías con unos costes por tonelada de CO_{2eq} de 19€

En este escenario, los costes de las tecnologías de carbón sin captura de CO₂ se verían incrementados en un 40% durante todo el periodo. Igual ocurriría con las plantas de gas natural cuyos costes aumentarían en un 26% al principio y en un 19% al final del periodo. Las tecnologías de carbón con secuestro de CO₂ aumentarían una media del 7% y la geotérmica y las tecnologías de gas natural con captura de CO₂ verían afectados sus costes en torno al 5%.

En 2050, las tecnologías con los costes más bajos son las renovables y la nuclear avanzada. Dentro de las renovables, en este orden de menor a

mayor coste, la eólica terrestre, geotérmica, solar térmica de torre e hidráulica con costes por debajo de los 2,8c€/kWh. Los costes de la nuclear avanzada se sitúan entre los de la hidráulica y la solar térmica de torre. Las tecnologías fósiles con menor coste son el IGCC con 4,86c€/kWh y el IGCC con secuestro de CO₂ con 4,87c€/kWh. La tecnología de fusión nuclear se situaría después con unos costes de 5,3c€/kWh. Los mayores costes corresponden a las tecnologías PFBC, NGCC con secuestro de CO₂ y fotovoltaica y están en un rango de 6,12 a 7,03 c€/kWh.

En el segundo escenario, los costes externos elegidos son los de la opción *evolutiva* que van desde los 91,23€/tCO₂eq a los 64,20€/tCO₂eq. La Figura 36 presenta los resultados de incorpora estos costes.

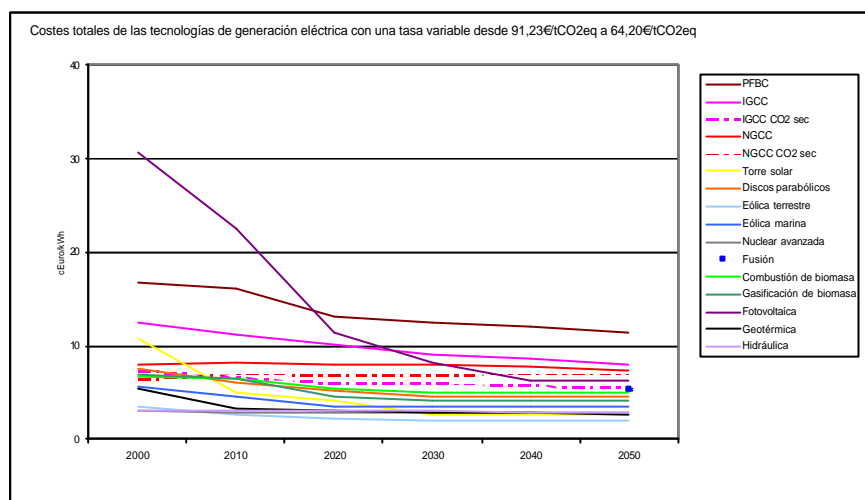


Figura 36. Evolución de los costes totales de generación eléctrica para todas las tecnologías con unos costes por tonelada desde 91,23€ a 64,20€

En este escenario, los costes de las tecnologías de carbón sin captura de CO₂ se verían incrementados cerca de un 164% durante todo el periodo. Igual ocurriría con las plantas de gas natural cuyos costes aumentarían en un 131% al principio y en un 63% al final del periodo. Las tecnologías con captura de CO₂ verían afectados sus costes en un 39% para el carbón y un 28% para el gas al principio y en un 18% y 15% en 2050. La geotérmica y la hidráulica aumentarían sus costes alrededor del 20% y 10% respectivamente hacia el final del periodo.

En 2050, las tecnologías con los costes más bajos siguen siendo las renovables y la nuclear avanzada. Dentro de las renovables, en este orden de menor a mayor coste, la eólica terrestre, solar térmica de torre, geotérmica e hidráulica con costes por debajo de los 2,97c€/kWh. Los costes de la nuclear avanzada se sitúan entre los de la solar de torre y la geotérmica. Las tecnologías fósiles con menor coste son también las que incorporan el secuestro de CO₂: el IGCC con un coste de 5,47c€/kWh y el NGCC con 6,87c€/kWh. Con esta internalización, el coste de la tecnología de fusión nuclear está por debajo de los costes de cualquier tecnología fósil. Los mayores costes corresponden a las tecnologías fósiles sin secuestro de CO₂ y están en un rango de 7,47 a 11,43 c€/kWh.

La introducción de las tasas de CO₂ resulta en una mayor competitividad por parte de las tecnologías renovables y nucleares. Siempre que exista recurso, las energías renovables tienen una buena oportunidad para participar con una cuota importante dentro del sistema de generación eléctrica reduciendo emisiones y costes.

En el Anexo IV se muestran los resultados de los costes totales según esta aproximación

3.2. Aproximación dinámica

La aproximación *dinámica* consiste en incorporar los costes externos de las emisiones de CO₂, metano y N₂O de todo el ciclo de vida de las tecnologías energéticas, calculados en el capítulo anterior, a la base de datos de entrada al modelo energético *EFDA-TIMES* para de este modo internalizar las externalidades.

Se ha ejecutado el modelo para un caso *base* sin costes externos y dos casos de internalización de las externalidades. Después se ha seleccionado una serie de indicadores de desarrollo sostenible relacionados con la energía. Por último se han comparado los resultados del modelo con y sin internalización y se ha estudiado su contribución potencial al desarrollo sostenible tomando como referencia éstos indicadores.

3.2.1. Caso Base

Se han definido siete periodos de tiempo de distinta longitud de 1998 a 2120, de modo que cubran el periodo de 2000 a 2100, que se muestran en la siguiente tabla:

Periodo	1	2	3	4	5	6	7
Comienzo	1998	2003	2009	2022	2040	2061	2081
Año objetivo	2000	2005	2015	2030	2050	2070	2100
Fin	2002	2008	2021	2039	2060	2080	2120
Longitud	5	6	13	18	21	20	40

Tabla 12. Periodos de ejecución del modelo (Fuente: Labriet M., 2007)

Estos periodos se han elegido de modo que sean más cortos cuanto más próximos en tiempo estén del presente y más largos cuanto más alejados se encuentren. Los periodos más próximos se definirán con datos de mayor calidad y menos incertidumbre que los más alejados.

Tras la definición de los periodos, se ha procedido a la actualización de los datos del modelo con el objetivo de ejecutarlo para un caso que denominamos **caso base (CB)** y que servirá de referencia en los ejercicios de modelización realizados con posterioridad.

Los datos técnicos y económicos de las nuevas tecnologías se encuentran en bases de datos externas y entran al modelo a través de los ficheros del subsistema energético, *SubRES*. Tanto el *SubRes_B-NewTechs.xls*, que contiene datos de nuevas tecnologías disponibles después del primer periodo, como el *SUBRES_Sequestration.xls*, que contiene datos de tecnologías con dispositivos de captura de CO₂, han sido actualizados con los datos recogidos en las fuentes citadas en el capítulo V y en un estudio de actualización posterior (Cabal H., 2006b) para todos los periodos de 2000 a 2050. Estas nuevas tecnologías son las que irán reemplazado

progresivamente las tecnologías existentes y están caracterizadas por el mismo tipo de datos técnicos y económicos que las actuales.

Una vez definidos los nuevos periodos y actualizados los datos de entrada al modelo *EFDA World*, se ha hecho una primera ejecución para obtener los resultados del caso *base*.

3.2.2. Casos con internalización

En el apartado anterior se calcularon los costes externos directos, indirectos y totales de las emisiones de GEI de las tecnologías de generación eléctrica. Se utilizaron primero unos costes de CO₂, metano y N₂O constantes en el tiempo en una opción que llamamos *conservadora* y después unos costes diferentes para cada periodo más elevados que los primeros en la opción *evolutiva*.

Para cada opción, se han incorporado los costes externos directos debidos a la producción de electricidad a las bases de datos externas (SubRes) como unos costes variables de operación y mantenimiento adicionales en euro por kilovatio-hora producido. Los costes externos indirectos se han incorporado a las bases de datos externas como unos costes de inversión adicionales en euro por kilovatio.

Se ha hecho una primera ejecución del modelo incorporando los costes externos según la opción *conservadora*, **caso I₁** (C₁), y una segunda ejecución con los costes externos según la opción *evolutiva*, **caso I₂** (C₂).

Una vez obtenidos los resultados de los tres casos, se han seleccionado los indicadores más apropiados para proceder a su análisis a partir de la serie de indicadores de sostenibilidad relacionados con la energía recomendados por la Agencia Internacional de la Energía Atómica, la Organización de Naciones Unidas y la Agencia Internacional de la Energía (IAEA, 2005).

3.2.3. Selección de indicadores

Cuando se elige un combustible y una tecnología de generación eléctrica, hay que tener en cuenta las consecuencias económicas, medioambientales y sociales. Se necesitan métodos para medir y evaluar los efectos del uso de la energía sobre la salud humana, la atmósfera, el suelo y las aguas y así determinar si el estado actual de uso de la energía es sostenible. Para ello se utilizan indicadores de desarrollo sostenible que representan aspectos o consecuencias de la producción y uso energéticos. Los cambios en el valor de los indicadores a lo largo del tiempo señalan el progreso o el retroceso hacia el desarrollo sostenible. Estos indicadores pueden ser sociales, económicos y medioambientales. Dadas las características de este trabajo, se ha optado por los dos últimos. A continuación se muestran los indicadores elegidos (IAEA, 2005):

Composición del sistema energético (mix).

Desde el punto de vista económico, la composición del sistema energético es un factor importante para la seguridad energética. La diversificación de los combustibles y fuentes de energía autóctona e importada es fundamental para el funcionamiento correcto de un sistema energético. Las energías

renovables no se agotan y por su carácter autóctono reducen la dependencia de otros países productores de combustibles fósiles.

Desde el punto de vista medioambiental, la elección de la composición del sistema energético tiene grandes efectos puesto que los impactos de una u otra fuente de energía son muy diferentes. Las energías renovables como la solar, eólica e hidráulica no emiten CO₂ en su producción.

Un sistema con una participación importante de energías renovables es un sistema sostenible. Una muestra de la relevancia de este indicador es que la Unión Europea tiene el objetivo de alcanzar el 21% de electricidad a partir de renovables para 2010.

Este indicador se puede medir a través de:

- Indicador IS₁: participación específica de las energías fósiles en la producción de electricidad
- Indicador IS₂: participación específica de las energías renovables en la producción de electricidad
- Indicador IS₃: participación específica de las energías no emisoras de CO₂ en la producción de electricidad
- Indicador IS₄: consumo final de electricidad por sectores
- Indicador IS₅: consumo final de energía por sectores

Emisiones de GEI en la producción eléctrica.

Ya se han visto en secciones anteriores los efectos de las emisiones de gases de efecto invernadero en el medio ambiente y cómo ha ido aumentando la concentración de estos gases desde la era pre-industrial. Este indicador es de gran utilidad para la evaluación del efecto de la producción y uso de electricidad en el medio ambiente y para la valoración de las políticas destinadas a reducir los impactos de estos contaminantes atmosféricos.

A nivel internacional ya se han adoptado medidas para el control de las emisiones de GEI, la más importante es el Protocolo de Kyoto, que como ya se ha mencionado, insta a los países del Anexo I a reducir sus emisiones de seis GEI hasta un 5% por debajo de los niveles de 1990 para 2008-2012.

Este indicador se puede medir a través de:

- Indicador IS₆: emisiones totales de CO₂, metano y N₂O
- Indicador IS₇: emisiones de CO₂, metano y N₂O por kilovatio-hora producido

Precios de la electricidad

El precio de la electricidad, y el de la energía en general, las subvenciones y las tasas, tienen un efecto directo sobre el uso eficiente de la energía de modo que unos precios elevados pueden ser un impedimento para la penetración de determinados combustibles o tecnologías mientras que unos precios más bajos sirven para atraer la inversión, siempre en el marco de un sistema de suministro seguro.

Los precios de la electricidad sirven para incentivar o desincentivar el consumo, el ahorro y las mejoras en la eficiencia.

Las decisiones tomadas en el sistema eléctrico global tienen una repercusión en el precio final de la electricidad. Estas diferencias en los

precios pueden ser utilizadas como un indicador económico más que se medirá a través de:

- Indicador IS₈: precio final de la electricidad

3.2.4. Resultados

3.2.4.1. Composición del sistema energético

Producción de electricidad

Se han analizado los resultados del modelo para la producción eléctrica por combustible para el caso *base* (CB), el caso de internalización con la opción *conservadora* (C₁) y el caso de internalización con la opción *evolutiva* (C₂). La Figura 37 representa los resultados del caso *base*.

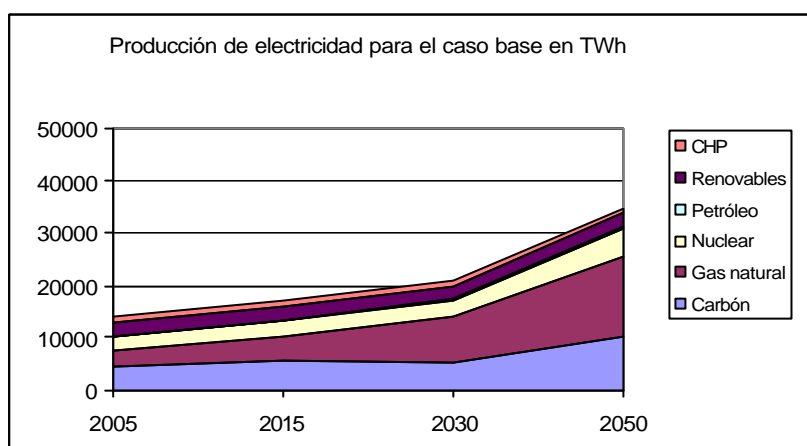


Figura 37. Producción de electricidad Caso Base

La participación de las tecnologías de carbón aumenta durante todo el periodo de estudio, más rápidamente desde 2030 a 2050. Esto es debido fundamentalmente a la entrada de la tecnología de carbón pulverizado en el sistema. Las tecnologías existentes en la actualidad van aumentando su producción acercándose al máximo en 2015 para luego empezar a ser sustituidas por la tecnología de carbón pulverizado, de mayor eficiencia que otras tecnologías de carbón futuras. Durante el tiempo de sustitución, 2015-2030, la cuota de tecnologías de carbón permanece prácticamente constante.

Las tecnologías de gas natural son las que mayor crecimiento experimentan en todo el periodo de estudio. Mientras las tecnologías actuales de turbina de vapor van reduciendo su presencia, aparece en el sistema de forma dominante la tecnología de ciclo combinado. En este caso, el ciclo combinado entra en el sistema desde el principio. La cuota de las tecnologías de gas es la que más se incrementa pasando de un 22% en 2005 a un 43% en 2050.

Las tecnologías de petróleo reducen su cuota hasta niveles poco representativos debido al coste del combustible. Los precios más elevados corresponden al petróleo. En el caso base, el petróleo tiene un precio en 2,9 \$/GJ en 2005 y de 3,84 \$/GJ en 2050. El precio del gas natural es de 1,76 \$/GJ en 2005 y de 3,56 \$/GJ en 2050. Por último, el precio del carbón en 2005 es de 1,09 \$/GJ y en 2050 de 1,18 \$/GJ.

También las tecnologías de cogeneración reducen su participación hasta en un 80% en 2050.

La energía nuclear tiene un crecimiento moderado al comienzo que después se acelera al final del periodo de estudio. La tecnología nuclear actual se mantiene prácticamente constante y hacia 2015 penetran las tecnologías avanzadas y de PBMR de modo que en 2050 el crecimiento total de la energía nuclear es de un 131% aunque la cuota de participación en el sistema apenas varía.

Las energías renovables experimentan pocos cambios a lo largo de todo el periodo de modo que su cuota en 2050 es muy reducida debido a la expansión de las tecnologías fósiles. La mayor parte de la producción por renovables se debe a las tecnologías hidráulicas, seguidas de la combustión de biomasa y, en menos proporción, de las eólicas.

Los resultados de ejecutar el modelo para el caso de la internalización según la opción *conservadora*, I_1 , se muestran en la Figura 38.

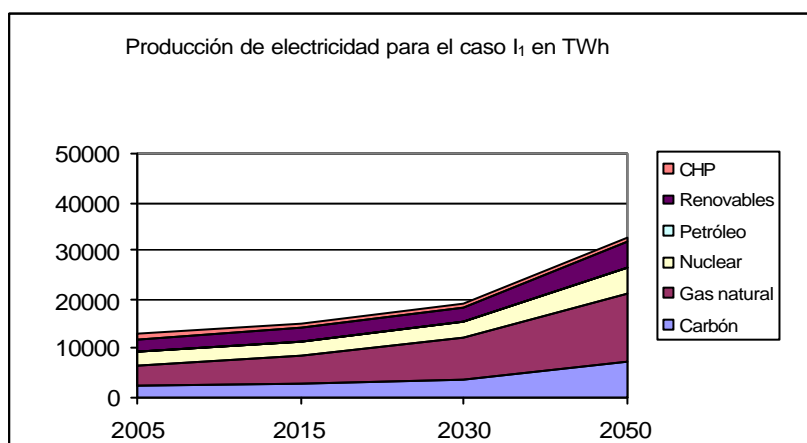


Figura 38. Producción de electricidad Caso I_1

En este caso, la producción de las tecnologías de carbón es inferior a la del caso *base*, siendo esta diferencia más acusada hacia 2015 cuando las tecnologías actuales han reducido su producción a la mitad y las nuevas tecnologías todavía no han entrado en el sistema. Al mismo tiempo, la producción de las tecnologías de gas aumenta con respecto al caso *base* hasta 2030 cuando la diferencia se hace menor llegando a ser un 5% inferior en 2050. Esto se debe a que mientras la producción de las tecnologías actuales está por debajo de las del caso *base*, las tecnologías avanzadas, y en especial la de ciclo combinado, generan más electricidad hasta 2030 y a partir de aquí su producción es menor que en el caso *base*.

No hay diferencias en la producción de las tecnologías de cogeneración ni en las tecnologías nucleares entre los dos casos.

En cuanto a las tecnologías renovables, no hay diferencia con el caso *base* hasta que partir de 2030 aumenta la producción de las tecnologías eólicas y de biomasa, llegando en 2050 a generarse un 95% más. Es entonces cuando aparecen las tecnologías de gasificación de biomasa con una producción que supera a la de las de combustión. En ese periodo, los costes de inversión de ambas tecnologías son prácticamente iguales, siendo

menores los costes de operación y mantenimiento de las plantas de gasificación.

Los resultados de ejecutar el modelo para el caso de la internalización según la opción *evolutiva*, I_2 , se muestran en la Figura 39.

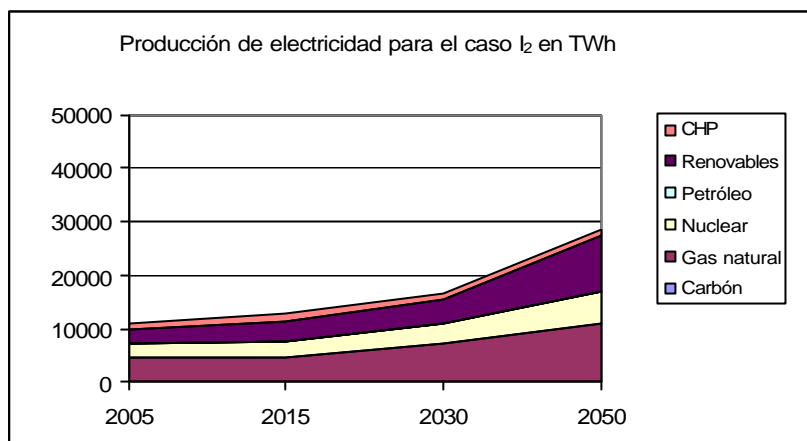


Figura 39. Producción de electricidad Caso I_2

En general, la producción de electricidad disminuye con respecto a los casos anteriores debido a la internalización de los costes externos ya que, como consecuencia del aumento en el coste, aumenta el precio de equilibrio y la cantidad demandada es menor. En 2050, la producción en el caso I_2 es igual al 83% de la producción en el caso *base* y al 87% de la producción en el caso I_1 .

Llama la atención en este caso la desaparición de las tecnologías de carbón. No solo dejan de producir las tecnologías actuales sino que además las tecnologías avanzadas no logran introducirse en el sistema. La internalización de los costes aumenta éstos hasta el punto que el modelo opta por sustituir éstas tecnologías por otras más económicas y menos contaminantes.

La producción de las tecnologías de gas natural aumenta a lo largo de todo el periodo de estudio, siendo al comienzo igual a la del caso *base* y alcanzando valores inferiores a partir de 2015, cuando prácticamente toda la producción es a través de tecnologías avanzadas, entre ellas las pilas de combustible y el ciclo combinado avanzado. La cuota de participación del gas en el sistema en 2050 es del 39%.

Las tecnologías de petróleo no tienen participación en este caso igual que en los anteriores.

En los dos casos de internalización, las tecnologías de cogeneración tienen la misma poca relevancia llegando en 2050 a alcanzar una cuota del 2% en el sistema igual que en el caso *base*.

Las tecnologías nucleares tienen el mismo comportamiento que en los otros dos casos. Este resultado es esperado dado que estas tecnologías apenas se ven afectadas al añadir los costes externos de los GEI.

Las energías renovables tienen un crecimiento continuado llegando en 2050 a incrementar su producción en un 270%. Dentro de las tecnologías renovables, las que más participación tienen son la biomasa, la hidráulica y la eólica, con el 49%, 24% y 26% de la producción con renovables en 2050.

En este caso, la mayor producción de las tecnologías de biomasa es a través de las plantas de gasificación que hacen su entrada en el sistema hacia 2030. En cuanto a las tecnologías hidráulicas, el 28% corresponde a la minihidráulica.

En la Figura 40 está representada la evolución del indicador de sostenibilidad IS_1 (cuota de tecnologías fósiles en el sistema) en los tres casos.

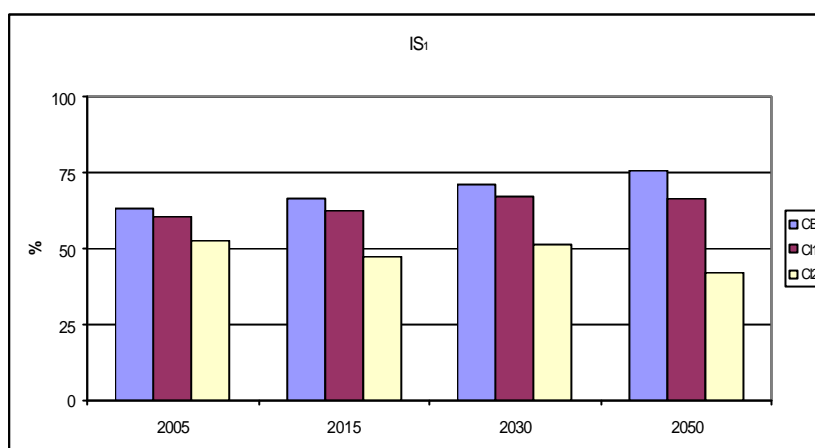


Figura 40. Indicador de Sostenibilidad IS_1 -cuota de tecnologías fósiles en el sistema- casos $base$, I_1 e I_2

En el caso *base* y el caso I_1 , las tecnologías fósiles suponen el 76 y 66% de la tecnologías del sistema energético en 2050 respectivamente. En el caso I_2 , tienen una cuota del 42%. El indicador de sostenibilidad se comporta de modo diferente en todos los casos. Mientras en el caso *base* tiene un crecimiento uniforme a lo largo de todo el periodo pasando de un valor del 63% en 2005 al 76% en 2050, en el caso I_1 el crecimiento también es uniforme y moderado hasta que en 2050 se estabiliza. El indicador para el caso I_2 tiene un comportamiento irregular que muestra la entrada de las tecnologías renovables en el sistema en 2015 cuando suponen el 30% frente al 47% de fósiles.

En los casos con internalización de los costes externos, los indicadores de sostenibilidad de la producción de electricidad IS_1 son menores que en el caso *base* y esta diferencia aumenta cuando aumentan los costes de las emisiones utilizados en el cálculo de las externalidades. En 2050, para el caso de internalización I_1 , el indicador es un 12% menor que en el caso *base* y para el caso de internalización I_2 , un 44%.

La Figura 41 representa la evolución del indicador de sostenibilidad IS_2 (cuota de tecnologías renovables en el sistema) en los tres casos. En el caso *base*, la cuota de las renovables se reduce a lo largo del periodo de estudio llegando en 2050 a un 8% del total de la electricidad generada. En el caso I_1 , el indicador también se reduce hasta que en el último periodo se estabiliza alcanzando el 16% del total. En el caso I_2 , por el contrario, el indicador aumenta a lo largo de todo el periodo, de una manera más acelerada al final cuando llega a alcanzar el 38%.

Al final del periodo de estudio, el indicador IS_2 en los casos con internalización, I_1 e I_2 , es un 106 y 385% más alto que en el caso *base* respectivamente.

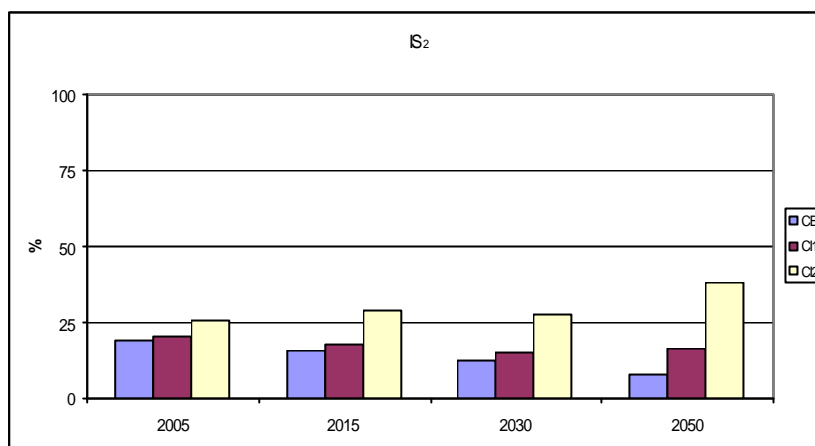


Figura 41. Indicador de Sostenibilidad IS_2 - cuota de tecnologías renovables en el sistema- casos *base*, I_1 e I_2

Por último se representa en la Figura 42 la evolución del indicador de sostenibilidad IS_3 (cuota de tecnologías no emisoras de CO_2 en el sistema) en los tres casos.

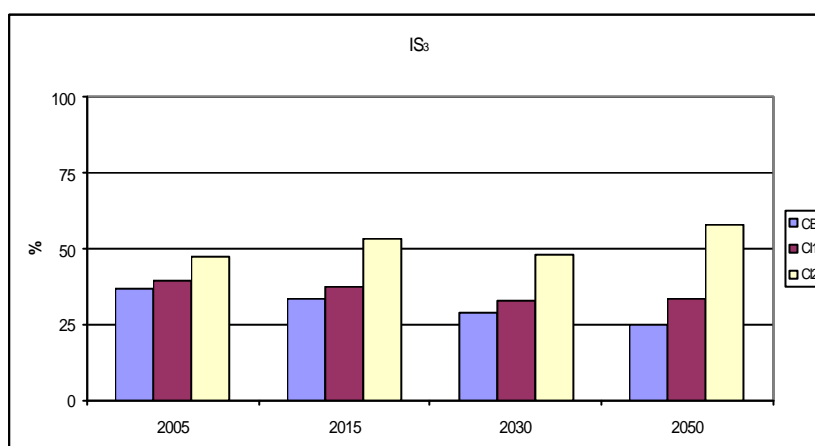


Figura 42. Indicador de Sostenibilidad IS_3 - cuota de tecnologías no emisoras de CO_2 en el sistema- casos *base*, I_1 e I_2

En el caso *base*, las tecnologías no emisoras de CO_2 suponen el 24% de las tecnologías del sistema energético en 2050. El incremento respecto a la cuota de renovables se debe a la participación de las tecnologías nucleares que son el 68% de las tecnologías no emisoras de CO_2 . En los casos I_1 e I_2 , tienen una cuota del 34% y 58%, de la cual el 52% y 35% es de nuclear. Las tendencias son las mismas que en el indicador anterior puesto que la cuota de las tecnologías nucleares sufre muy poca variación en todo el periodo.

Al final del periodo, el indicador IS_3 en los casos con internalización, I_1 e I_2 , es un 38 y 138% más alto que en el caso *base* respectivamente.

Los sistemas son más sostenibles, desde el punto de vista de la composición del sistema de producción de electricidad, cuando se incorporan los costes externos medioambientales al coste total de la

electricidad y tanto más cuanto más altos sean los costes de las emisiones empleados en el cálculo de éstos.

Consumo por sectores

Los sectores estudiados son el sector agrícola, comercial, industrial, residencial, de transporte y de obtención del combustible (*UPStream*). Este último incluye las actividades de extracción, importación y exportación del combustible.

En cuanto al consumo de electricidad por sectores, a partir de 2015, el sector industrial es el responsable de más de la mitad del consumo, seguido por el sector residencial y el sector comercial. A lo largo del periodo de estudio, el consumo eléctrico crece en todos los sectores. No hay diferencias considerables entre los casos *base* e I_1 para 2050 por lo que se ha representado la evolución del indicador de sostenibilidad IS_4 (consumo de electricidad por sector) como un único caso.

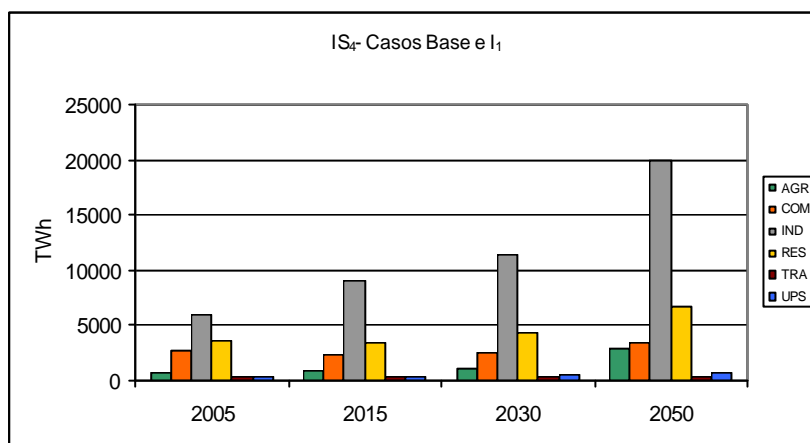


Figura 43. Indicador de Sostenibilidad IS_4 - consumo de electricidad por sector- casos *base* e I_1

En el caso I_2 , el consumo de electricidad se reparte en la misma proporción en los mismos sectores pero es hasta un 15 y 11% menor que en el caso *base* y caso I_1 , respectivamente, en 2050.

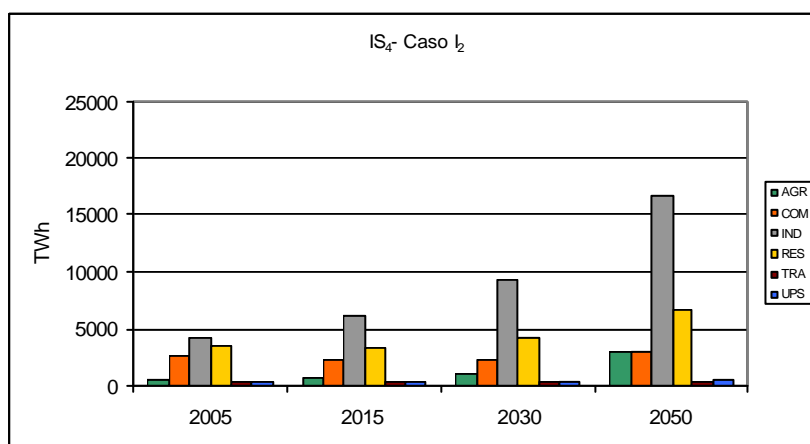


Figura 44. Indicador de Sostenibilidad IS_4 - consumo de electricidad por sector- caso I_2

Además se ha analizado el consumo energético en todos los sectores resultando ser el mismo en todos los casos. Este es un resultado esperado puesto que en los casos de internalización solo se ha puesto un coste a las emisiones del sector eléctrico. Para evaluar la evolución del consumo energético en todos los sectores cuando se consideran los costes externos de las tecnologías del sector eléctrico es necesario también considerar los costes de las emisiones de las tecnologías de los otros sectores. Este caso se estudiará en un apartado posterior.

Los sectores más consumidores de energía son el sector industrial, de transporte y residencial. La Figura 45 muestra la evolución del indicador de sostenibilidad IS_5 (consumo de energía por sector) para los tres casos.

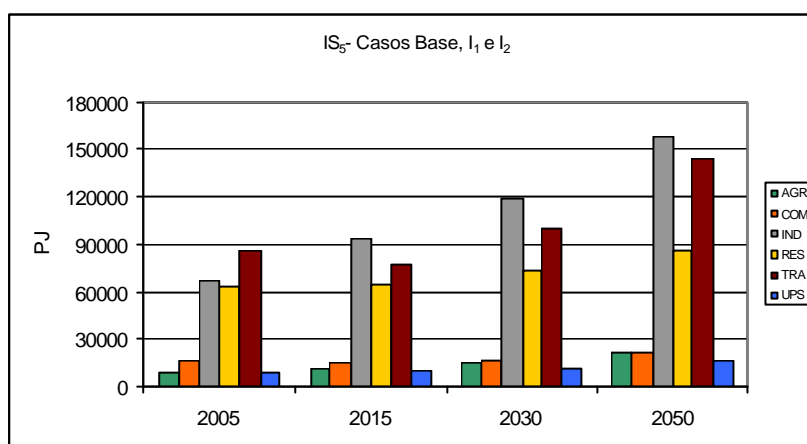


Figura 45. Indicador de Sostenibilidad IS_5 - consumo de energía por sector- casos base, I_1 e I_2

Cuando se internalizan las externalidades utilizando la opción de los costes sobre las emisiones más bajas, el indicador de sostenibilidad IS_4 es igual al del caso *base*. Sin embargo, si se toman los costes de emisiones más altos, el indicador es, en promedio para todos los sectores, un 15% menor. En el caso específico del sector comercial, el indicador es hasta un 24% más bajo que en el caso *base*. Los sistemas son más sostenibles, desde el punto de vista del consumo eléctrico, cuando se incorporan los costes externos medioambientales y su sostenibilidad aumenta con los costes de las emisiones.

3.2.4.2. Emisiones de CO_2 , metano y N_2O

Se han obtenido resultados para las emisiones de cada uno de los gases y un total utilizando las equivalencias (IPCC):

$$\begin{aligned} 1 \text{ gramo } CH_4 &= 21 \text{ gramos } CO_2eq \\ 1 \text{ gramo } N_2O &= 310 \text{ gramos } CO_2eq \end{aligned} \quad (13)$$

En 2005, las emisiones de CO_2 suponen el 99,3% de las emisiones totales debidas a la producción eléctrica, el N_2O contribuye con el 0,53% y el metano con un 0,17%.

En la Figura 46 está representada la evolución del indicador de sostenibilidad IS_6 (emisiones totales de CO_2 , metano y N_2O) en los tres casos. En todos aumentan las emisiones a lo largo del periodo de estudio resultando mayores en el caso *base*.

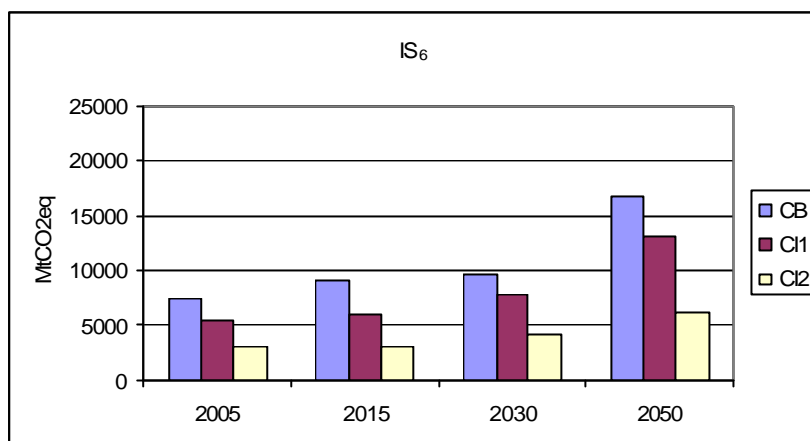


Figura 46. Indicador de Sostenibilidad IS₆ - emisiones totales de CO₂, metano y N₂O- casos *base*, *I*₁ e *I*₂

La Figura 47 representa la evolución del indicador de sostenibilidad IS₇ (emisiones de CO₂, metano y N₂O por kilovatio-hora producido) en los tres casos.

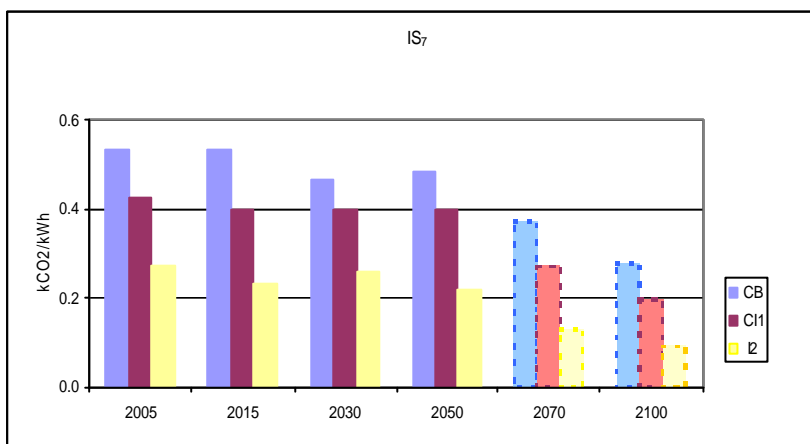


Figura 47. Indicador de Sostenibilidad IS₇ -emisiones de CO₂, metano y N₂O por kilovatio-hora producido- casos *base*, *I*₁ e *I*₂

En el caso *base*, las emisiones por unidad de producción eléctrica se reducen hasta 2030 para luego aumentar al final del periodo de estudio. En los casos *I*₁ e *I*₂, el indicador se comporta de manera parecida pues en ambos el indicador se mueve en un margen estrecho entre unos periodos y otros, en el primero, entorno a los 0,41 kCO₂eq/kWh y en el segundo alrededor de los 0,25 kCO₂eq/kWh. Se ha ampliado el horizonte temporal a 2100 para observar la evolución de estos casos después de 2050 aunque a partir de esta fecha la incertidumbre aumenta de manera considerable.

Las emisiones por unidad de producción eléctrica para los casos *base*, *I*₁ e *I*₂ se reducen de 0,53, 0,43 y 0,27 kCO₂eq/kWh al comienzo del periodo de estudio a 0,49, 0,40 y 0,22 kCO₂eq/kWh en 2050.

En los casos con internalización de los costes externos, *I*₁ e *I*₂, los indicadores de sostenibilidad de las emisiones de CO₂, metano y N₂O son en 2050, respectivamente, un 17 y 55% menores que en el caso *base*. Los sistemas son más sostenibles, desde el punto de vista de las emisiones de

gases de efecto invernadero, cuando se incorporan los costes externos medioambientales al coste total de la electricidad. Tanto más cuanto más altos sean los costes de las emisiones utilizados en el cálculo de éstos.

3.2.4.3. Precio de la electricidad

En el modelo, los resultados de los precios de la electricidad varían de una región a otra, de un sector a otro y también dependiendo de si es de día o de noche y de la estación del año. Se ha hecho un promedio entre los precios de cada región y se ha representado el indicador de sostenibilidad IS_8 (precio de la electricidad) para el caso *base* y los casos de internalización, I_1 e I_2 .

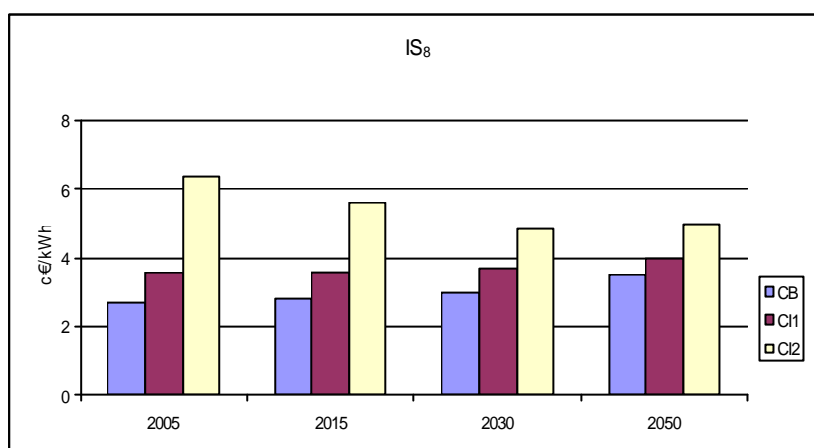


Figura 48. Indicador de sostenibilidad IS_8 – precio de la electricidad- casos *base*, I_1 e I_2

El precio con respecto al caso *base* aumenta con la internalización ya que al aumentar los costes totales de las tecnologías, aumenta el precio final de la electricidad. La diferencia entre los indicadores de sostenibilidad IS_8 de los distintos casos se hace más pequeña en el tiempo de modo que, en 2050, el precio en los casos I_1 e I_2 es un 23 y 62% mayor que en el caso *base* mientras que en 2005 era un 57 y 313%. En el caso I_1 , el precio va aumentando y al final del periodo es un 12% más alto, al contrario en el caso I_2 , el precio disminuye hasta un 22%.

3.2.4.4. Aplicación de tasas a los otros sectores

TIMES es un generador de modelos energéticos globales de optimización integrado donde todos los sectores de la economía están conectados entre si por lo que, aunque este trabajo se focalice solo en el sector eléctrico, se ha propuesto un escenario donde también se apliquen unas tasas a los contaminantes en los demás sectores. Con este escenario se puede ver el efecto que tienen decisiones tomadas en otros sectores sobre el sector eléctrico. Las tasas elegidas son iguales a los costes en euro/t de contaminante utilizados en el cálculo de las externalidades de modo que se han construido dos escenarios, uno en base a la opción *conservadora* y otro en base a la opción *evolutiva*. Se ha ejecutado el modelo para cada caso de internalización con su escenario correspondiente. Los casos se han llamado **caso S₁**, caso de internalización con escenario de tasas en los otros sectores siguiendo la opción *conservadora*, y **caso S₂**, caso de

internalización con escenario de tasas en los otros sectores siguiendo la opción *evolutiva*.

Producción de electricidad

Se han analizado los resultados del modelo para la producción eléctrica por combustible para el caso S₁ y caso S₂. La Figura 49 representa los resultados del caso S₁.

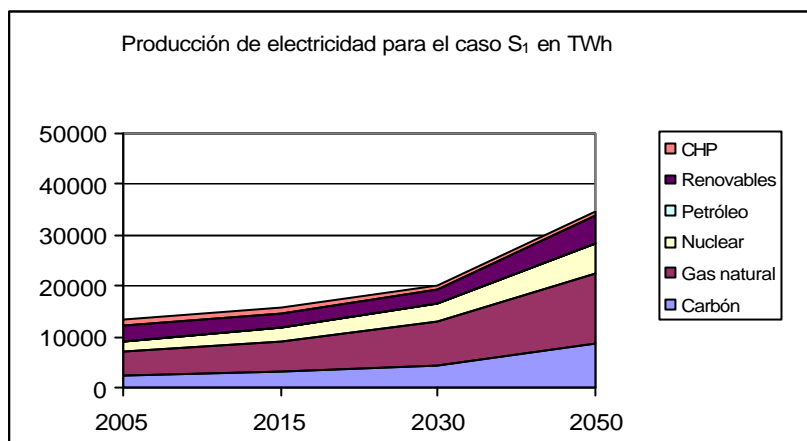


Figura 49. Producción de electricidad Caso S₁

En este caso, el primer resultado es que la producción de electricidad es igual a la del caso I₁. La participación de las tecnologías de carbón aumenta a lo largo de todo el periodo de estudio, de forma más moderada al comienzo y a un ritmo más acelerado a partir de 2030. Hasta 2030 solo participan las tecnologías existentes y a partir de entonces, que empiezan a reducir su producción, aparece la tecnología de carbón pulverizado que en 2050 es responsable del 85% de toda la producción con carbón.

Las tecnologías de gas natural experimentan el mismo crecimiento que las de carbón. Comparando con el caso de internalización sin tasas, las tecnologías de ciclo combinado se comportan igual alcanzando una producción del 91% al 95% de toda la producción con gas de 2005 a 2050. Las tecnologías de petróleo no tienen participación en el sistema y las de cogeneración lo hacen también en niveles bajos que se van reduciendo a la mitad a final del periodo.

La energía nuclear produce la misma cantidad de electricidad que en el caso *base* y caso I₁. En cuanto a la participación de las distintas tecnologías, se comporta igual que el caso I₁, la tecnología actual se mantiene prácticamente constante y hacia 2015 penetran las tecnologías avanzadas y de PBMR.

Las energías renovables tienen un crecimiento del 100% de 2005 a 2050, siendo el periodo de mayor aumento el que va de 2030 a 2050. La cuota alcanza el 16% en 2050. La producción está repartida entre las tecnologías hidráulicas, eólicas y de biomasa. En 2050, las tecnologías hidráulicas son responsables del 47% de la producción con renovables siendo un 72% de gran hidráulica y el resto de minihidráulica. Las tecnologías eólicas tienen su mayor crecimiento de 2030 a 2050 cuando aportan el 32%, pero hasta entonces su cuota es muy reducida. Las tecnologías de biomasa en 2050 tienen una producción del 20%, se observa que hasta el último periodo la

tecnología dominante es la combustión pero al final es sustituida casi en su totalidad por la gasificación de biomasa. Comparando con el caso I_1 , la producción por renovables es la misma, al igual que la cuota en el sistema. La Figura 50 muestra los resultados del caso de internalización con escenario de tasas en los otros sectores siguiendo la opción *evolutiva*, caso S_2 .

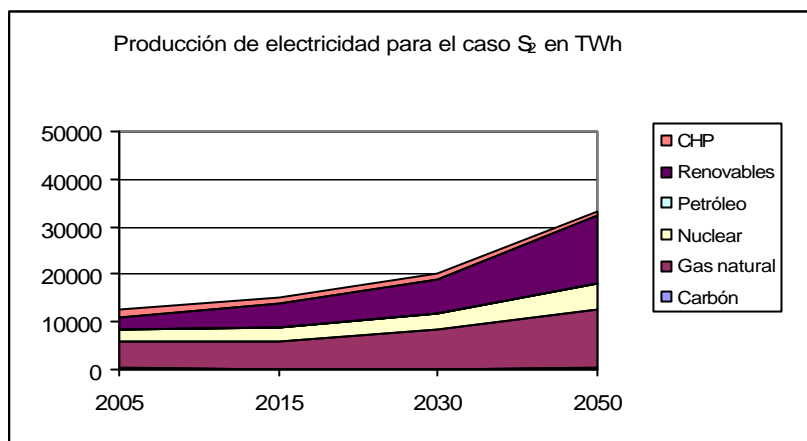


Figura 50. Producción de electricidad Caso S_2

La producción total de electricidad en este caso es la mayor de todos los casos con internalización pero sigue estando por debajo del caso *base* aunque la diferencia es muy pequeña. Comparando con el caso de internalización sin tasas, I_2 , la producción en 2050 es un 21% más alta.

La producción de las tecnologías de carbón se limita a un 2% del total en 2005 para luego desaparecer. Las tecnologías de gas natural tienen un crecimiento continuo al contrario que la cuota de participación en el sistema que se reduce hasta el 36% en 2050. Las tecnologías actuales son sustituidas por la avanzada de ciclo combinado y por las pilas de combustible con gas natural. Al comienzo las tecnologías avanzadas de ciclo combinado son responsables del 83% de la producción con gas. Según avanza el periodo, aparecen las pilas de combustible que sustituyendo a las anteriores generan, en 2050, el 92%.

Las tecnologías de cogeneración tienen poca relevancia en los dos casos de internalización con el escenario de tasas en los otros sectores, llegando en 2050 a alcanzar una cuota del 2%.

Las tecnologías nucleares tienen el mismo comportamiento que en los otros casos.

Las tecnologías renovables experimentan un aumento notable con una cuota de participación en 2050 igual al 44%. Dentro de las tecnologías renovables, las que más participación tienen siguen siendo las de biomasa, las eólicas y las hidráulicas. Las tecnologías de combustión de biomasa son las que más producen hasta 2050 que comienzan a ser sustituidas por las de gasificación. Las tecnologías hidráulicas y eólicas alcanzan producciones del 28% y 32% en 2050. La energía hidráulica procede en un 83% de la gran hidráulica y el resto de minihidráulica.

En la Figura 51 está representada la evolución del indicador de sostenibilidad IS_1 (cuota de tecnologías fósiles en el sistema) en todos los casos vistos hasta el momento.

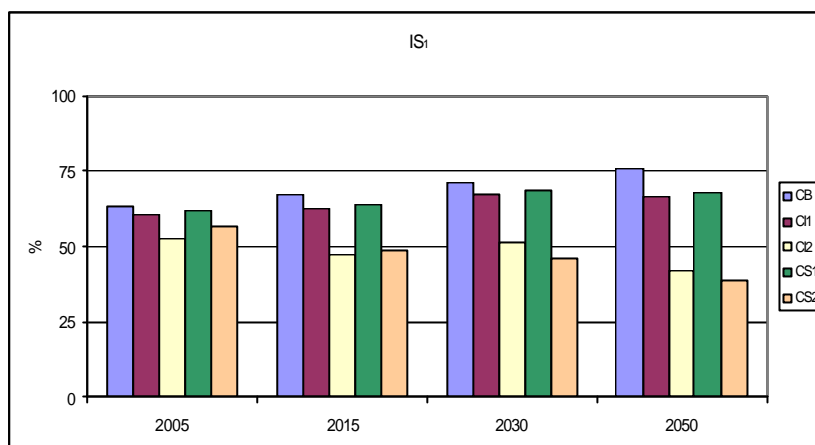


Figura 51. Indicador de Sostenibilidad IS_1 - cuota de tecnologías fósiles en el sistema- casos S_1 y S_2

En el caso S_1 , las tecnologías fósiles aumentan su cuota en el sistema de una forma progresiva a lo largo de todo el periodo de estudio hasta estabilizarse entre 2030 y 2050, mientras que en el caso S_2 la cuota decrece. Al comienzo, suponen el 62% en el caso S_1 y el 57% en el caso S_2 . En 2050, la cuota para el caso S_1 es del 68% y para el caso S_2 es del 39%.

La Figura 52 representa la evolución del indicador de sostenibilidad IS_2 (cuota de tecnologías renovables en el sistema). En el caso S_1 , las tecnologías renovables van reduciendo su participación en el sistema, al contrario que en el caso S_2 donde la cuota de renovables va aumentando con el tiempo. Para el caso S_1 , la cuota en 2005 es de 20% y para el caso S_2 de 24%. En 2050, la cuota en el caso S_1 es del 16% y en el caso S_2 es del 44%.

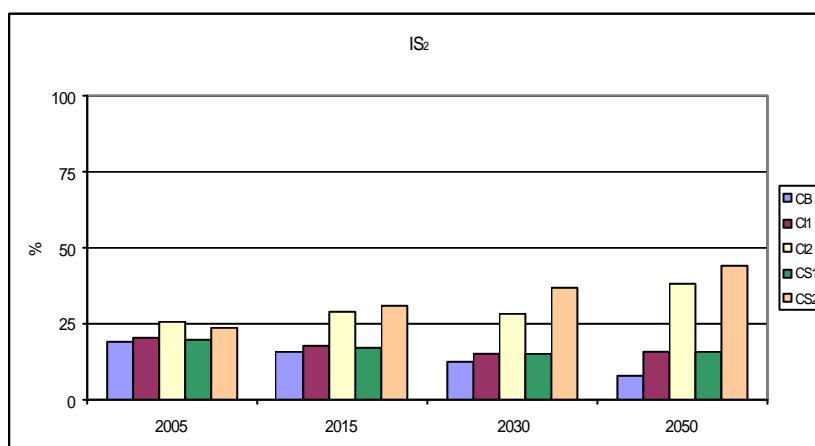


Figura 52. Indicador de Sostenibilidad IS_2 - cuota de tecnologías renovables en el sistema- casos S_1 y S_2

Por último se representa en la Figura 53 la evolución del indicador de sostenibilidad IS_3 (cuota de tecnologías no emisoras de CO_2 en el sistema).

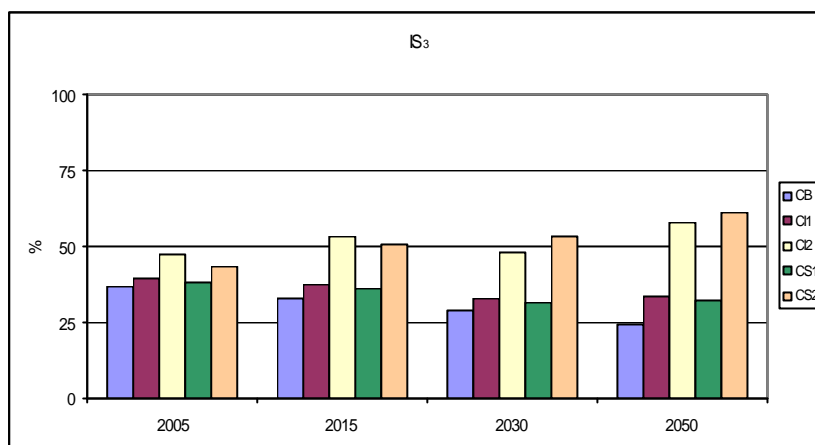


Figura 53. Indicador de Sostenibilidad IS₃ - cuota de tecnologías no emisoras de CO₂ en el sistema- casos S₁ y S₂

Las tecnologías no emisoras de CO₂ suponen el 32% y 61% de las tecnologías del sistema energético en 2050 para los casos S₁ y S₂ respectivamente. Respecto a las tecnologías no emisoras de CO₂, las nucleares suponen el 51% en el caso S₁ y el 28% en el caso S₂ en 2050.

En los casos con internalización de los costes externos donde además se han aplicado tasas sobre las emisiones de los otros sectores distintos del sector eléctrico, los indicadores de sostenibilidad de la producción de electricidad IS₁ son inferiores a los del caso *base*. En 2050, para el caso S₁, el indicador es un 10% menor que en el caso *base* y para el caso S₂, un 48%. En cuanto a los otros indicadores de sostenibilidad IS₂ e IS₃, son superiores a los del caso *base*. Al final del periodo de estudio, el indicador IS₂ en los casos S₁ y S₂, es un 99 y 462% más alto que en el caso *base* respectivamente. El IS₃, un 32 y 151%. Los sistemas son más sostenibles, desde el punto de vista de la composición del sistema de producción de electricidad, cuando además de incorporar los costes externos medioambientales al coste total de la electricidad, se aplican tasas a las emisiones en los otros sectores.

Consumo por sectores

La aplicación de tasas a los contaminantes en los sectores distintos del eléctrico hace que el consumo por sectores varíe con respecto a los casos *base*, *l*₁ e *l*₂ y también entre el S₁ y el S₂.

En 2005, el consumo total en el caso S₁ es, en promedio, un 3% superior al consumo en el caso *l*₁. Para el caso S₂, el consumo medio es un 11% superior que en el caso *l*₂.

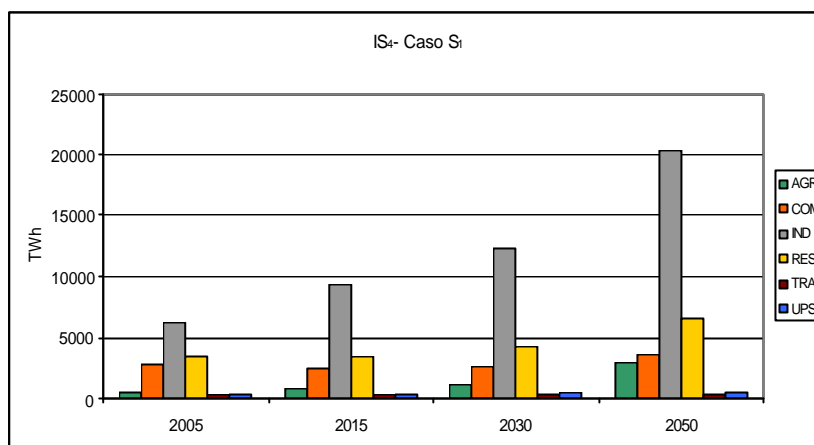


Figura 54. Indicador de Sostenibilidad IS₄- consumo de electricidad- caso S₁

El consumo crece cuando se aplican tasas en los otros sectores. Al gravar las emisiones de gases de los sectores distintos del eléctrico con unas tasas equivalentes a las utilizadas para el cálculo de las externalidades en el sector eléctrico, los otros sectores dejan de consumir combustibles fósiles, más contaminantes, y consumen directamente electricidad. Este aumento del consumo es más notable cuando se aplican tasas mayores como en el caso S₂.

El sector industrial sigue siendo el mayor consumidor con un 46% y 43% del total en 2005 para el caso S₁ y caso S₂ respectivamente. Debido a las tasas, las tecnologías industriales pasan de utilizar combustibles fósiles como el carbón a utilizar electricidad. Este cambio se advierte en el caso S₂ donde el sector industrial aumenta su consumo hasta un 38% en 2015 respecto al caso I₂. Le sigue el sector residencial con un consumo en 2050 del 20% en ambos casos y después el sector comercial. El consumo de electricidad en el sector residencial apenas cambia cuando se introducen las tasas en los otros sectores porque este sector consume fundamentalmente electricidad y biomasa por lo que la aplicación de tasas no varía el resultado.

En cuanto al consumo de energía por sector, puesto que las diferencias entre el caso S₁ y el caso I₁ no son grandes, se ha analizado la evolución del indicador IS₅ para el caso S₂. La Figura 55 representa la evolución de los indicadores IS₄ e IS₅ para los casos de internalización con y sin tasas en los otros sectores, I₂ y S₂.

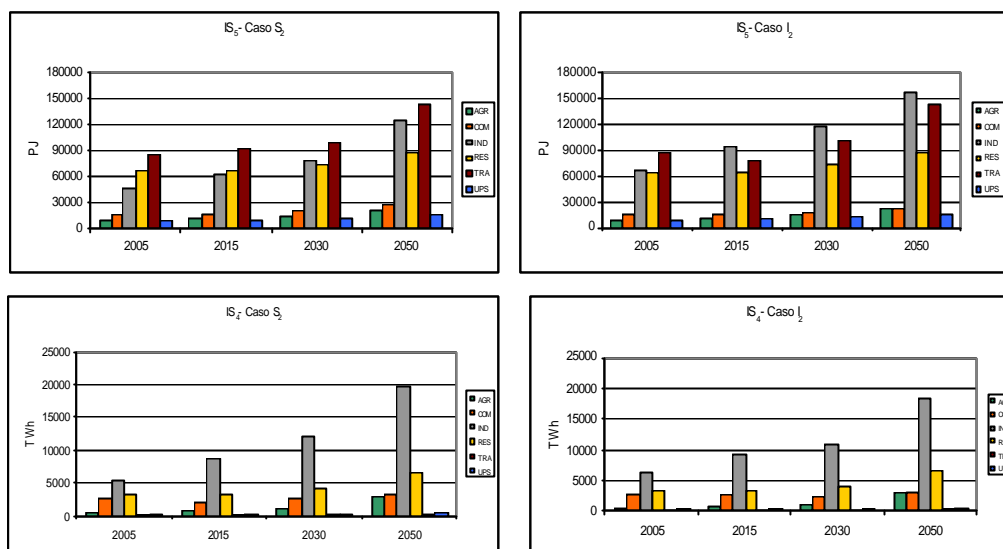


Figura 55. Indicadores de sostenibilidad IS_4 - consumo de electricidad- e IS_5 - consumo de energía- casos I_2 y S_2

En esta figura se observa como la reducción en el consumo de energía por parte del sector industrial en el caso S_2 (izquierda superior) respecto del caso I_2 (derecha superior) va acompañado por un aumento en el consumo eléctrico en S_2 (izquierda inferior) respecto de I_2 (derecha inferior). En general, tanto en el sector industrial, como en el residencial y de comercio, se observa una sustitución de las tecnologías de combustibles fósiles más contaminantes por tecnologías renovables como la biomasa y la geotérmica y por otras tecnologías de combustibles fósiles más eficientes.

Cuando se aplican tasas a las emisiones en los otros sectores, casos S_1 y S_2 , el indicador de sostenibilidad IS_4 , en 2050, es solamente un 1 y un 3% más bajo que el del caso *base*. No se puede considerar que haya una diferencia destacada en cuanto a la sostenibilidad de los primeros frente al caso *base*.

Emisiones de CO_2 , metano y N_2O

En la Figura 56 está representada la evolución del indicador de sostenibilidad IS_6 (emisiones totales de CO_2 , metano y N_2O). Las emisiones en los casos S_1 y S_2 aumentan gradualmente hasta 2050 cuando experimentan un crecimiento del 65 y 43% respectivamente respecto del periodo anterior.

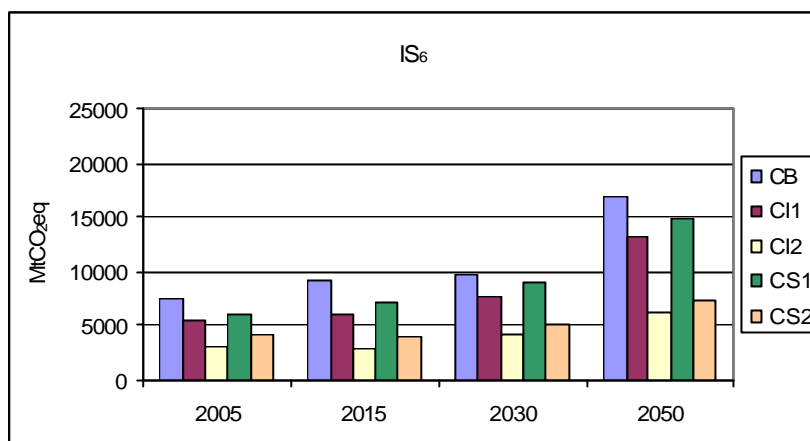


Figura 56. Indicador de Sostenibilidad IS₆ - emisiones totales de CO₂, metano y N₂- casos S₁ y S₂

Por último, la Figura 57 representa la evolución del indicador de sostenibilidad IS₇ (emisiones de CO₂, metano y N₂ por producción eléctrica).

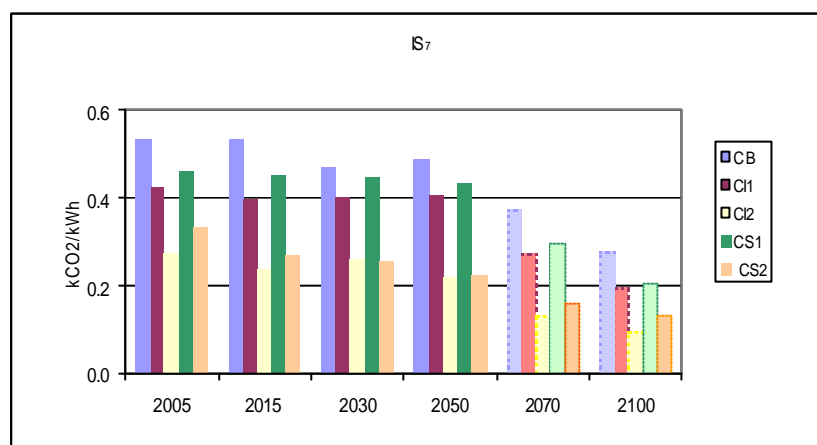


Figura 57. Indicador de Sostenibilidad IS₇ - emisiones de CO₂, metano y N₂ por producción eléctrica- casos S₁ y S₂

En ambos casos, las emisiones por unidad de producción eléctrica se reducen en todos los periodos. Para el caso S₁, las emisiones por unidad de producción eléctrica se reducen de 0,46 kCO₂eq/kWh en 2005 a 0,43 kCO₂eq/kWh en 2050. Para el caso S₂, las emisiones por unidad de producción eléctrica se reducen de 0,33 kCO₂eq/kWh a 0,22 kCO₂eq/kWh en los mismos periodos.

Hasta 2030, las emisiones más bajas por unidad de producción eléctrica corresponden a los casos con internalización sin tasas en los otros sectores. A partir de entonces y hasta el final del periodo de estudio, las emisiones más bajas son las asociadas a los casos con internalización, con y sin tasas, según la opción *evolutiva*, I₂ y S₂.

Cuando se aplican tasas en los otros sectores en los casos con internalización de los costes externos, casos S₁ y S₂, los indicadores de sostenibilidad de las emisiones de CO₂, metano y N₂O, son en 2050, respectivamente, un 11 y 55% menores que en el caso *base*.

Independientemente de que se apliquen tasas o no, los sistemas que incorporan los costes externos medioambientales al coste total de la electricidad son más sostenibles, desde el punto de vista de las emisiones de gases de efecto invernadero, que el caso *base*.

Precio de la electricidad

Con la incorporación de las tasas a los otros sectores, casos S_1 y S_2 , el precio de la electricidad se incrementa hasta en un 15 y 54% en relación al precio del caso *base* en 2050. Al comienzo, la diferencia entre los precios de los casos con internalización sin tasas y con tasas es más acusada, luego conforme se acerca el final del periodo esta diferencia se va acortando a la vez que decrecen las tasas.

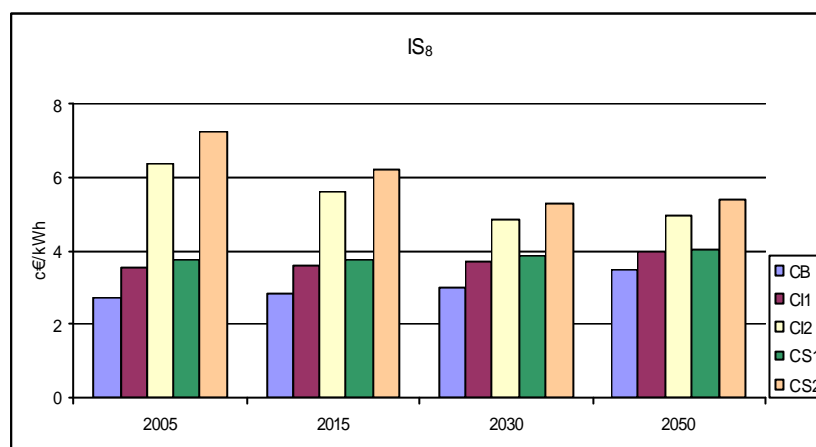


Figura 58. Indicador de sostenibilidad IS_8 –precio de la electricidad- casos *base*, I_1 , I_2 , S_1 y S_2

4. FASE IV: ESCENARIOS

Una vez analizados los resultados de la internalización de las externalidades en el sistema eléctrico global, se ha realizado el ejercicio de estudiar el comportamiento del sistema ante la adopción de determinadas medidas o instrumentos económicos y políticos que pueden usarse para la internalización de estos costes externos como son la aplicación de unas tasas a las emisiones de gases contaminantes y el establecimiento de un sistema de primas a las energías renovables. Ambas son medidas contempladas en las políticas medioambientales actuales en aras de alcanzar un desarrollo sostenible.

Además se analizará un escenario de una supuesta moratoria nuclear global consecuencia de una baja aceptación social.

4.1. Tasas de emisión

El primer escenario consiste en utilizar tasas sobre los contaminantes como una forma de internalizar los costes externos. A diferencia de la internalización realizada en el apartado anterior, las tasas solo se van a aplicar a los contaminantes emitidos en la fase de producción. Aún así resulta un ejercicio interesante cuyos resultados pueden compararse con los de la internalización teniendo en cuenta que en el caso del carbón las emisiones de la producción suponen aproximadamente el 95% de las

emisiones de todo el ciclo y en el del gas del 85 al 90%. En este escenario de tasas, las tecnologías favorecidas son las no emisoras de CO₂ como las renovables y las nucleares.

Se han construido dos escenarios. Uno con unas tasas constantes en el tiempo e iguales a los costes medioambientales utilizados en el cálculo de los costes externos con la opción *conservadora* y otro con unas tasas que varían en el tiempo y son iguales a los costes medioambientales utilizados en el cálculo de los costes externos con la opción *evolutiva*.

Producción de electricidad

Se han analizado los resultados del modelo para la producción eléctrica por combustible para el caso de tasas con la opción *conservadora*, **caso T₁** (CT₁) y el caso de tasas con la opción *evolutiva*, **caso T₂** (CT₂). La Figura 59 representa los resultados del caso T₁.

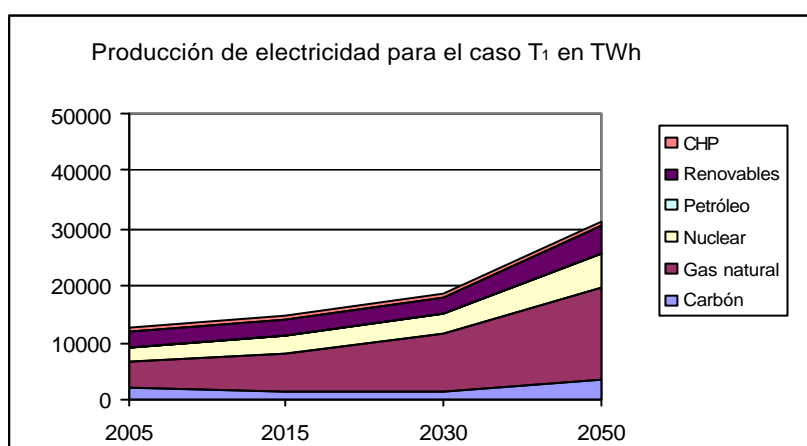


Figura 59. Producción de electricidad Caso T₁

La producción total en cada periodo es, en promedio, un 3% inferior a la producción del caso con internalización, I₁.

Las tecnologías de carbón tienen escasa participación en el sistema, en 2050 producen un 50% menos que en el caso con internalización. De éstas, operan las convencionales y la avanzada de carbón pulverizado que aparece en 2030 provocando un aumento en la producción con carbón al final del periodo que se puede observar en la Figura 59. La incorporación de una tecnología nueva es debido a su mayor eficiencia y también al hecho de que estas tasas son iguales en 2005 que en 2050 por lo que el sistema prefiere pagar la tasa y volver a utilizar el carbón antes que utilizar otras tecnologías más limpias pero más costosas.

Prácticamente toda la generación con gas natural, igual que en el caso I₁, es mediante la tecnología de ciclo combinado. Esta contribuye con un 94% y 97% a la generación con gas en 2030 y 2050. Las tecnologías de gas tienen una importante participación en el sistema, en 2050 producen un 17% más que en el caso con internalización.

Las tecnologías de petróleo también desaparecen del sistema. Las tecnologías de cogeneración y las nucleares se comportan igual que en el caso I₁.

La producción de las tecnologías renovables es igual a la del caso con internalización hasta el último periodo en el que disminuye un 6% respecto de I_1 . En total, experimentan un crecimiento del 82% a lo largo del todo el periodo de estudio. Las tecnologías hidráulicas dominan el panorama renovable hasta 2030, a partir de entonces empiezan a competir con la combustión de biomasa y la eólica de modo que al final del periodo las tecnologías hidráulicas tienen una cuota del 52% de todas las renovables basada en un 72% en gran hidráulica, seguidas de las eólicas con un 33% y de la biomasa con un 16%.

En el caso T_2 , la producción de electricidad total tiene valores muy próximos a los de la producción del caso con internalización, I_2 , siendo en 2050 un 2% más baja.

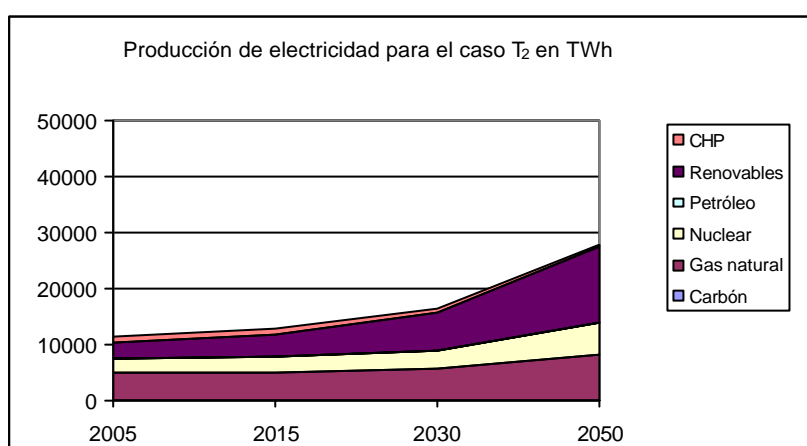


Figura 60. Producción de electricidad Caso T_2

En este caso también desaparecen por completo las tecnologías de carbón que son sustituidas por tecnologías de gas natural y renovables. Toda la generación con gas natural es a través de tecnologías avanzadas de gas en ciclo combinado. En este caso, las pilas de combustible no aparecen en el sistema. Las tecnologías de gas en 2050 producen un 28% menos que en el caso con internalización.

Las tecnologías de petróleo desaparecen del sistema y las de cogeneración quedan reducidas a un 2% de cuota en 2050.

Las tecnologías nucleares producen lo mismo que en todos los casos anteriores. Estas tecnologías tienen una producción limitada que les viene impuesta por el límite en las reservas de uranio. En este escenario siguen sin participar las tecnologías de fusión nuclear.

La producción de las tecnologías renovables es mayor que en todos los casos analizados, con un crecimiento del 350% a lo largo del todo el periodo de estudio y se basa en la producción de las tecnologías hidráulicas, eólicas y de combustión de biomasa en proporciones similares en 2050. Con respecto al caso de internalización, en 2050 la producción es un 26% mayor.

Atendiendo a la participación de las distintas tecnologías en el sistema eléctrico global, se observa que en el caso con las tasas más bajas, las tecnologías fósiles en 2050 suponen el 66% del total mientras que si tomamos unas tasas más elevadas, la cuota pasa a ser del 31%. La

evolución es diferente, mientras en el primer caso la cuota aumenta con el tiempo, en el segundo se reduce. En el primer caso, la producción con carbón sufre una reducción considerable y es sustituida principalmente con gas mientras que en el segundo caso, el carbón desaparece como fuente de electricidad y su sustitución se hace con gas pero también, en gran proporción, con tecnologías renovables que en 2050 alcanzan una cuota del 49% del total.

Cuando aplicamos tasas más bajas, las tecnologías no emisoras de CO₂ suponen el 34% de las tecnologías del sistema energético en 2050 del cual la mitad corresponde a las tecnologías nucleares. Si aumentamos la tasa, aumenta la cuota hasta el 69%, de la cual el 30% es de nuclear.

En resumen se puede decir que en el caso en que las tasas son más bajas, la producción de carbón es menor que en el caso de internalización y son las tecnologías de gas las que básicamente aumentan su generación para satisfacer esta reducción, mientras que con las tasas más elevadas, el carbón desaparece por completo y la producción de las tecnologías de gas es inferior a la del caso con internalización a la vez que la producción con tecnologías renovables se incrementa.

Consumo por sectores

El consumo total de electricidad es mayor cuando las tasas son más bajas. En ambos casos, el consumo eléctrico en los sectores residencial, agrícola y de transporte es el mismo. La mayor diferencia se encuentra en el consumo del sector industrial que con tasas más pequeñas es un 29% superior en 2005 y un 13% en 2050. Éste es el mayor consumidor de electricidad seguido de los sectores residencial, comercial, agrícola, de obtención del combustible y transporte.

En cuanto al consumo de energía, cuando las tasas son mayores, el consumo es un 2% menor, apenas hay diferencia entre ambos casos, resultado esperado teniendo en cuenta que solo se han aplicado tasas a las emisiones del sector eléctrico.

Emisiones de CO₂, metano y N₂O

Las emisiones totales aumentan a lo largo de todo el periodo de estudio, lentamente al comienzo y más rápidamente en el último periodo. Las emisiones por unidad de producción eléctrica para el caso con tasas altas son las más bajas de todos los casos analizados hasta ahora debido a la desaparición de las tecnologías de carbón y a la gran participación de las tecnologías renovables.

La diferencia entre los resultados de internalización y la aplicación de tasas se debe a que en los primeros se han considerado tanto las externalidades directas como las indirectas de todas las tecnologías mientras que las tasas solo se aplican a las emisiones de la etapa de producción eléctrica y solo a las tecnologías fósiles pues se supone que las tecnologías renovables y las nucleares no emiten GEI. En el caso de la biomasa, el CO₂ emitido en la generación es capturado por el combustible durante su crecimiento siendo el balance final igual a cero.

Precio de la electricidad

Los precios de la electricidad cuando se aplican unas tasas sobre las emisiones del sector eléctrico son los más altos de todos los casos analizados. La eliminación de las tecnologías de carbón hace que el sistema tenga que cubrir una gran cantidad de la demanda con otras tecnologías más limpias pero también más caras. Comparando los precios de T_1 y T_2 con los precios de los casos de internalización I_1 e I_2 , en 2050 son un 13 y 11% más altos.

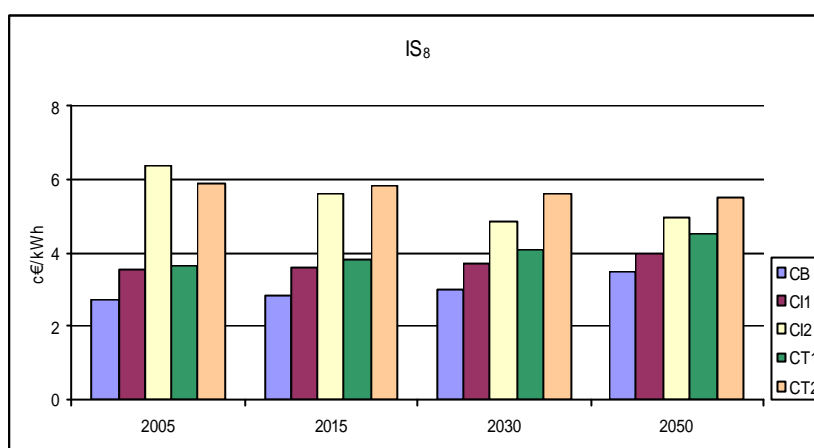


Figura 61. Indicador de sostenibilidad IS_8 –precio de la electricidad- casos I_1 , I_2 , T_1 y T_2

4.1.1. Secuestro de CO_2

La base de datos externa que contiene los datos de secuestro de CO_2 (SUBRES_Sequestration) incluye tanto tecnologías de combustibles fósiles con captura de CO_2 en el sector eléctrico como sumideros que secuestran CO_2 de todos los sectores. En ninguno de los casos analizados hasta ahora se ha considerado el secuestro porque se pretendía incentivar al modelo a cambiar la composición del sistema eléctrico introduciendo o aumentando la participación de tecnologías limpias. Si se incorpora un escenario de secuestro, el modelo optará antes por soluciones más económicas, como puede ser utilizar los bosques como sumideros de CO_2 , que por invertir en tecnologías más limpias pero más costosas.

Se han ejecutado de nuevo los dos casos de tasas del apartado anterior pero considerando ahora las opciones de secuestro del CO_2 , primero con tecnologías fósiles con captura y además utilizando los bosques como sumideros, **caso C₁** y **caso C₂**, y luego eliminando la posibilidad de secuestro por parte de los bosques, **caso A₁** y **caso A₂**. La capacidad de captura de los bosques está dividida en cuatro niveles con una capacidad de captura acumulada de 10^{15} kt CO_2 cada uno. Cuando se agota la capacidad del primer nivel, se pasa al siguiente y así sucesivamente. Los costes del primer nivel al último se van incrementando pasando, en 2005, de 0,00545 M\$/kt CO_2 para el primer nivel a 0,01364 M\$/kt CO_2 para el segundo, 0,02455 M\$/kt CO_2 para el tercero y 0,03709 M\$/kt CO_2 para el cuarto.

La Figura 62 muestra la producción de electricidad para los cuatro casos.

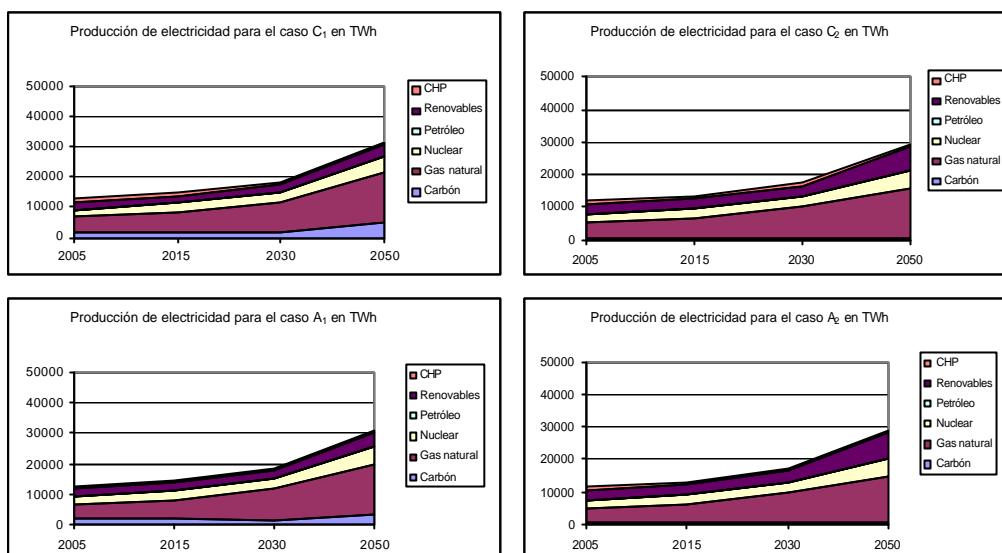


Figura 62. Producción de electricidad para los casos con tasas y secuestro de CO₂ con y sin bosques como sumideros

Las dos primeras gráficas representan la producción eléctrica cuando consideramos la opción de captura y secuestro incluyendo los bosques como sumideros. En las otras dos gráficas se ha eliminado ésta última posibilidad.

Las tecnologías de carbón solo producen electricidad en los casos con tasas más bajas y esta producción se ve reducida cuando se elimina la opción de utilizar los bosques como sumideros. Cuando las tasas son más altas, las tecnologías de carbón desaparecen hasta que en 2050 entran las nuevas tecnologías de carbón pulverizado con una producción muy pequeña en el caso que utiliza los bosques como sumideros y cuando no se utilizan aparecen las tecnologías de carbón con secuestro de CO₂. Se ve entonces que el modelo elige las tecnologías de secuestro solo cuando la opción más barata de utilizar sumideros no está disponible y cuando las tasas sobre los contaminantes son altas.

El comportamiento de las tecnologías de gas natural en el caso con tasas bajas es el mismo independientemente de que exista la opción de secuestro con bosques. La mayor parte de la producción es a través de las tecnologías de gas en ciclo combinado como viene siendo en la mayoría de los casos que se han analizado. La novedad se presenta en los casos con tasas más altas donde aparecen, en ambos, tecnologías de secuestro de CO₂ que tienen una mayor participación cuando no se incluye la posibilidad de secuestro por parte de los bosques. Estas tecnologías llegan a suponer, en 2050, el 50% de la producción con gas en el caso sin bosques como sumidero.

Cuando se han utilizado las tasas más bajas, las tecnologías fósiles suponen el 70 y 66% de la producción total considerando y sin considerar los bosques como sumidero respectivamente. En estos casos no hay producción por parte de las tecnologías fósiles con secuestro de CO₂. Analizando los casos con las tasas más elevadas, aparecen en el sistema las tecnologías de carbón y gas con captura de CO₂. En estos casos la cuota de tecnologías fósiles en 2050 es del 55 y 52% según se consideren los bosques como sumidero o no.

No hay diferencias en el papel de las tecnologías nucleares entre los cuatro casos y tampoco con los casos de tasas sin considerar la opción del secuestro.

La producción de las tecnologías renovables es mayor cuando las tasas son más altas y no existe la posibilidad de secuestro por parte de los bosques. La producción de las tecnologías hidráulicas es la misma en todos los casos. Un 70% es a través de la gran hidráulica y el resto con minihidráulica. Las tecnologías de combustión de biomasa se desarrollan más cuando las tasas son altas y dentro de estos casos, cuando no hay bosques como sumideros. Las tecnologías de gasificación de biomasa no participan en la producción. Por último, las tecnologías eólicas aumentan considerablemente su producción a partir de la segunda mitad del periodo de estudio suponiendo un 33% de las renovables en 2050 cuando se elimina la opción de bosques como sumidero y entre el 13 y el 32% cuando se incluye.

En los casos con las tasas menores, la cuota de las tecnologías renovables en 2050 es igual al 30 y 34% y con las tasas más altas igual al 45 y 48% con y sin bosques como sumideros respectivamente.

Por último, analizando las emisiones por unidad de producción eléctrica, en todos los casos se reducen desde el comienzo hasta el final del periodo de estudio hasta un máximo del 12% en el caso con las tasas más altas y secuestro sin bosques como sumidero. En los otros casos las emisiones en 2050 suponen cerca del 94% de las iniciales cuando se consideran los bosques como sumideros y el 92% cuando no.

4.2. Promoción de las energías renovables

Al contrario que las tecnologías nucleares, las renovables varían su presencia en el sistema energético dependiendo de los escenarios que se planteen. El modelo elige para la primera mitad del periodo de estudio fundamentalmente las tecnologías hidráulicas y dentro de estas, la gran hidráulica que tiene costes más bajos. Pero en la segunda mitad aparecen también las tecnologías de biomasa y eólicas que al final del periodo compiten con las hidráulicas alcanzando la misma participación en el sistema. Sin embargo, hay tecnologías con una producción muy pequeña como las geotérmicas o la solar térmica de torre que no evolucionan y otras como la fotovoltaica que no llegan a aparecer.

Con este escenario se pretende promover las tecnologías renovables de modo que otras diferentes de las hidráulicas tengan mayor participación en el sistema eléctrico global.

Entre las medidas políticas tomadas por los países para promocionar las energías renovables está el pago de primas a los productores por kilovatio-hora producido.

Dentro de un marco de apoyo a la integración de las energías renovables en los sistemas energéticos, se aprueba en nuestro país la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, donde se diferencia las instalaciones con tecnologías renovables, que reciben el nombre de *régimen especial*, de las instalaciones convencionales denominadas *régimen ordinario*. Esta distinción implica un tratamiento diferente en cuestiones jurídicas y económicas. El productor puede elegir vender su producción o excedente de electricidad al distribuidor

percibiendo una retribución en forma de tarifa regulada, que es un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia (RD 1432/2002) y está basada en el precio del mercado de producción, o vender la producción o excedente directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima. Este incentivo y esta prima complementaria se definen como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia. Las tarifas, primas e incentivos, definidos en el RD 436/2004, de 12 de marzo, son los siguientes:

Energía Solar Fotovoltaica		
Con potencia hasta 100 kW		
Tarifa	25 primeros años	575%
	A partir de entonces	460%
Con potencia superior a 100 kW		
Tarifa	25 primeros años	300%
	A partir de entonces	240%
Prima	25 primeros años	250%
	A partir de entonces	200%
Incentivo		10%
Energía Solar Térmica		
Tarifa	25 primeros años	300%
	A partir de entonces	240%
Prima	25 primeros años	250%
	A partir de entonces	200%
Incentivo		10%
Energía Eólica		
Instalaciones en tierra		
Con potencia hasta 5 MW		
Tarifa	15 primeros años	90%
	A partir de entonces	80%
Prima		40%
Incentivo		10%
Con potencia superior a 5 MW		
Tarifa	5 primeros años	90%
	10 años siguientes	85%
	A partir de entonces	80%
Prima		40%
Incentivo		10%
Instalaciones en mar		
Con potencia hasta 5 MW		
Tarifa	15 primeros años	90%
	A partir de entonces	80%
Prima		40%
Incentivo		10%
Con potencia superior a 5 MW		
Tarifa	5 primeros años	90%
	10 años siguientes	85%
	A partir de entonces	80%
Prima		40%
Incentivo		10%
Energía Geotérmica y otras		
Con potencia hasta 50 MW		
Tarifa	20 primeros años	90%
	A partir de entonces	80%
Prima		40%

Incentivo	10%	
Energía Hidráulica		
Con potencia hasta 10 MW		
Tarifa	25 primeros años	90%
	A partir de entonces	80%
Prima	40%	
Incentivo	10%	
Con potencia entre 10 MW y 25 MW		
Tarifa	15 primeros años	90%
	A partir de entonces	80%
Prima	40%	
Incentivo	10%	
Con potencia entre 25 MW y 50 MW		
Tarifa	80%	
Prima	30%	
Incentivo	10%	
Biomasa de cultivos energéticos o residuos agroforestales		
Tarifa	20 primeros años	90%
	A partir de entonces	80%
Prima	40%	
Incentivo	10%	
Biomasa de estiércoles, biocombustibles, biogás y residuos agropecuarios		
Tarifa	20 primeros años	90%
	A partir de entonces	80%
Prima	40%	
Incentivo	10%	
Biomasa de instalaciones industriales del sector agrícola y forestal		
Tarifa	80%	
Prima	30%	
Incentivo	10%	

Tabla 13. Tarifas, primas e incentivos para el régimen especial (Fuente: RD 436/2004)

Se han calculado las primas tomando el precio medio de la electricidad en 2006, 7,7781 c€/kWh (CNE, 2007) y la tarifa de referencia media de 2006, 7,7644 c€/kWh (CNE, 2007). El total de las primas e incentivos resultante, para las tecnologías incluidas en este trabajo, van desde los 3,88 c€/kWh de la biomasa, geotérmica, hidráulica y eólica a los 20,19 c€/kWh de la solar térmica y fotovoltaica.

Estos datos se tomarán como referencia para construir dos escenarios de primas, un escenario con una prima igual a 4 c€/kWh y otro escenario con una prima igual a 20 c€/kWh.

El resultado es que la producción de electricidad cuando aplicamos las primas aumenta entorno al 10% con respecto al caso *base* y es prácticamente la misma en los dos casos de primas aunque la composición del sistema es diferente.

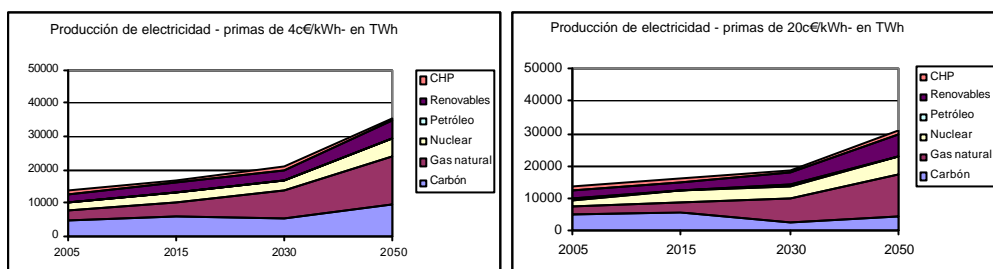


Figura 63. Producción de electricidad en los casos con primas

Aplicando una prima de 4c€/kWh los resultados para las tecnologías de combustibles fósiles son los mismos que para el caso *base*, sin embargo cuando la prima es de 20c€/kWh, el aumento en la producción por renovables hace que disminuya la producción de las tecnologías de carbón y gas natural. Para una prima igual a 20c€/kWh, la producción de carbón al final del periodo es un 10% menor que al principio pues la nueva tecnología de carbón pulverizado no produce lo suficiente para sustituir a las tecnologías obsoletas. Lo mismo sucede con las tecnologías de gas que cuando aplicamos una prima de 20c€/kWh su producción es mucho menor. Con esta prima la tecnología de ciclo combinado de gas, que es la responsable del 96% de la producción en 2050, solo genera la mitad que en el caso *base*.

En cuanto a las tecnologías renovables, con una prima de 4c€/kWh aumentan su producción al final del periodo en un 92% y con una prima de 20c€/kWh en un 452%. Cuando la prima es de 4c€/kWh, las tecnologías que aparecen en el sistema son las hidráulicas, eólicas y de combustión de biomasa con una participación en 2050 del 49, 31 y 19% respectivamente. Dentro de las hidráulicas, la gran hidráulica no recibe prima por tratarse de instalaciones de más de 10MW, no obstante su proporción es de un 72% frente al 28% de minihidráulica. Cuando la prima es de 20c€/kWh, aparecen más tecnologías. Además de las anteriores, en este caso también hay parte de producción con tecnologías solares térmicas que alcanzan, en 2050, el 6% de la generación con renovables. También aparece la gasificación de biomasa, siendo estas tecnologías las que mayor participación tienen al final del periodo con un 41% frente al 31% de las eólicas que se mantiene igual que en el caso anterior y al 22% de las hidráulicas. De estas últimas, el 65% es de minihidráulica.

Con ambas primas se observa un cambio en el sistema de producción eléctrica pues aunque con la prima más pequeña las tecnologías fósiles se comporten igual que en el caso *base*, las renovables producen el doble en el último periodo y la cuota al final alcanza un 15% que, a pesar de ser mayor que en el caso *base*, sigue siendo una cuota insuficiente desde un punto de vista sostenible. Es con la prima de 20c€/kWh con la que se consigue un cambio radical entrando las renovables a ocupar un puesto relevante en el sistema con una cuota del 55% en 2050.

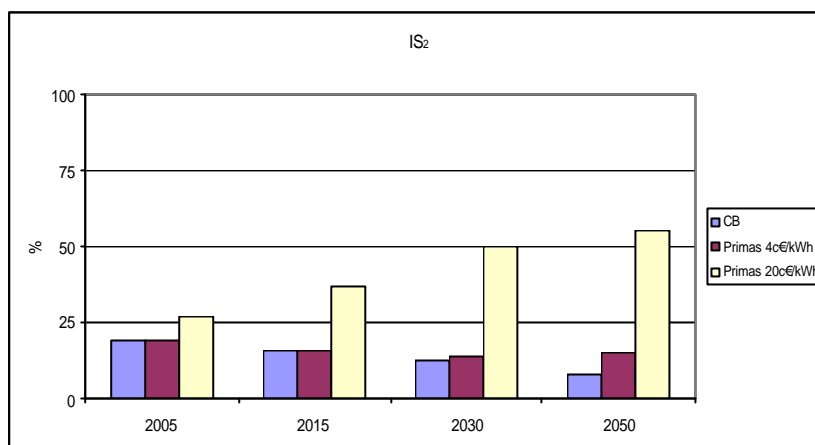


Figura 64. Indicador de sostenibilidad IS₂ - cuota de tecnologías renovables en el sistema- casos de primas a las energías renovables y caso *base*

Atendiendo al indicador de sostenibilidad IS₂ (cuota de tecnologías renovables en el sistema), Figura 64, la promoción de las tecnologías renovables a través del establecimiento de unas primas a la producción tiene un efecto positivo en la sostenibilidad de los sistemas en lo que a participación de tecnologías menos contaminantes se refiere. Cuánto mayor es la prima, más cuota alcanzan las tecnologías renovables en cada periodo y mayor es la diferencia con el caso *base*.

El crecimiento de las tecnologías renovables con las primas tiene también un efecto positivo en el medioambiente al reducirse considerablemente las emisiones totales con respecto al caso *base* en mayor proporción cuánto mayor sea la prima. Lo mismo sucede con las emisiones por unidad de producción, Figura 65.

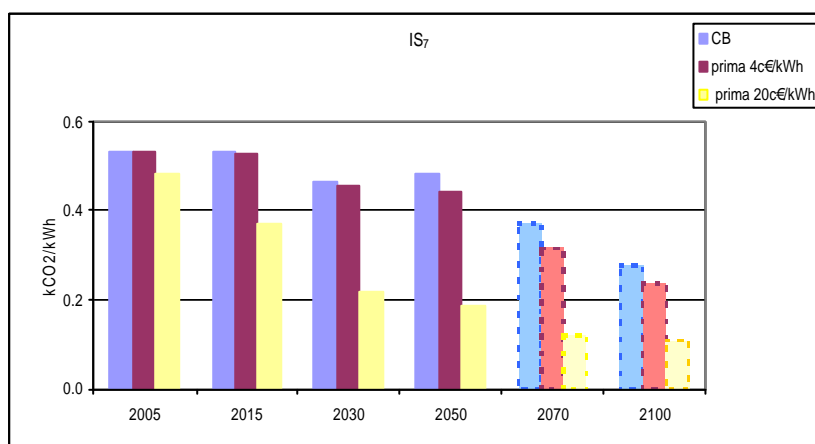


Figura 65. Indicador de sostenibilidad IS₇ –emisiones de CO₂, metano y N₂O por producción de electricidad- casos de primas a las energías renovables y caso *base*

Los dos son casos extremos y también hay que considerar que se ha aplicado la misma prima a todas las tecnologías renovables independientemente de su estado de desarrollo actual. Así mismo hay que tener en cuenta que este es un modelo global y se está dando el mismo tratamiento a estas tecnologías en todas las regiones del mundo, pero se trata de un ejercicio de modelización que cumple con el objetivo de observar los cambios en el sistema eléctrico mundial cuando se toma una medida

económica con el fin de promocionar una tecnología determinada, en este caso una tecnología limpia.

4.3. Energía nuclear: moratoria

En todos los casos analizados, el comportamiento de las tecnologías nucleares apenas varía con los distintos supuestos y escenarios. El crecimiento de la producción al final del periodo de estudio con respecto al principio es de un 134% en el caso base y un 131% en los casos de internalización y en los escenarios de tasas y primas a las renovables. Tampoco la cuota de tecnologías nucleares sufre grandes variaciones estando comprendida, en 2050, entre el 15 y el 20% considerando todos los casos y escenarios.

Se ha construido un escenario de moratoria nuclear, bajo el supuesto de la no aceptabilidad social de estas tecnologías, en el que la capacidad instalada en la actualidad se mantiene constante a lo largo del todo el periodo de estudio de modo que según se van extinguiendo las presentes, van apareciendo las avanzadas pero el total de la capacidad es siempre el mismo. Esta moratoria solo afecta a la fisión nuclear.

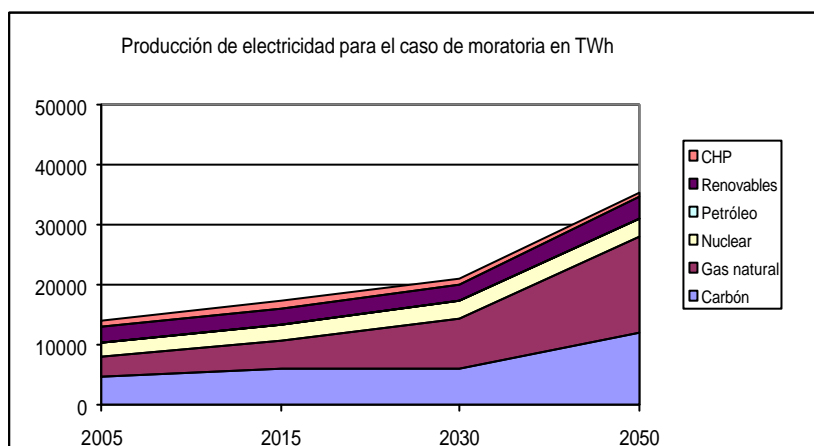


Figura 66. Producción de electricidad en el caso de una moratoria nuclear

Con la moratoria, aumenta la producción de las tecnologías fósiles con respecto del caso *base* en un 10% en 2050 y a lo largo de todo el periodo su crecimiento es de un 223%. Igual que el caso *base*, las tecnologías convencionales de carbón actuales van reduciendo su producción mientras son sustituidas por la tecnología avanzada de carbón pulverizado. También las tecnologías de gas tienen el mismo comportamiento que en el caso *base*. En total, las tecnologías fósiles tienen una participación en el sistema del 81% en 2050. Las tecnologías nucleares mantienen la producción constante con una cuota que se va reduciendo hasta el 8% en 2050. Las tecnologías renovables producen un 42% más que en el caso *base* en 2050. Esta generación se debe en un 66% a las hidráulicas de las cuales el 28% es de minihidráulica, un 28% a la combustión de biomasa y un 5% a la eólica. El total de todas las renovables alcanza una cuota del 11% en 2050.

El efecto de establecer una moratoria nuclear sin ninguna otra medida o instrumento que limite el crecimiento de las tecnologías fósiles o promueva

el uso de las renovables es la sustitución de la producción nuclear por carbón y gas aumentando las emisiones tanto en términos absolutos como en relación a la producción. Una medida así debería ir acompañada de otras que promuevan la diversidad en las tecnologías y el uso de combustibles alternativos o de límites a las emisiones de CO₂.

5. RESUMEN DE RESULTADOS

En este trabajo de tesis doctoral, se ha analizado el efecto de la internalización de los costes externos debidos a gases de efecto invernadero en la estructura de los sistemas eléctricos presentes y futuros y se ha probado su utilidad como herramienta de apoyo en la toma de decisiones para avanzar en la consecución de un sistema sostenible.

Primero, se ha realizado una revisión de datos técnicos, económicos y medioambientales, que incluye la elaboración de un inventario de emisiones de gases de efecto invernadero de las tecnologías de generación eléctrica actuales y futuras durante todas las etapas del ciclo de vida de cada tecnología. El horizonte temporal elegido ha sido 2050. Todos los datos sobre tecnologías futuras han sido recopilados de estudios de prospectiva tecnológica, bases de datos de organismos de investigación en energía, proyectos de investigación y organizaciones y agencias internacionales de energía y medioambiente

5.1. Cálculo de los costes directos

Se ha analizado la competitividad económica de las distintas tecnologías utilizando la metodología *LEC (Levelised Electricity Costs)* de los costes de la electricidad (OECD, 1998) con un horizonte temporal de 2050. De las 16 tecnologías analizadas, a lo largo de todo el periodo, los costes más bajos corresponden a algunas tecnologías renovables como la eólica terrestre, la hidráulica de más de 10MW y la geotérmica, así como a la tecnología de gas natural en ciclo combinado. Próximas a los costes de las dos últimas se sitúan las tecnologías nucleares avanzadas. Al comienzo del periodo de estudio, las tecnologías con los costes más elevados son las tecnologías solares, pero al final éstos se ven reducidos considerablemente. Las tecnologías con los costes más elevados son, después de las tecnologías fotovoltaicas, las tecnologías fósiles con secuestro de CO₂, la de combustión de carbón en lecho fluidizado y las tecnologías de combustión de biomasa.

5.2. Cálculo de los costes externos

Para el cálculo de los costes externos se ha hecho una revisión de la literatura científica en el tema incluyendo los últimos desarrollos de la metodología *ExternE* utilizando cálculos de los modelos *FUND*. A partir de los resultados de la revisión, se han seleccionado unos factores de daño siguiendo dos aproximaciones. Una primera que considera unos factores de daño constantes en el tiempo e iguales a 19 €/tCO₂, 44,9€/tCH₄ y 748,3€/tN₂O y una segunda aproximación que considera los valores propuestos por Tol (NEEDS, 2006g) y son variables en el tiempo (Tabla 11).

5.3. Internalización de los costes externos

Se han usado dos aproximaciones diferentes para la internalización de los costes externos, una internalización que se han llamado *estática* y otra *dinámica*.

En la aproximación *estática* se han incorporado los costes de las emisiones de CO₂, metano y N₂O de cada tecnología en cada etapa de su ciclo de vida a los costes directos como un coste adicional obteniendo los costes totales. Esta aproximación tiene un efecto directo sobre la competitividad económica de las distintas tecnologías ya que las tecnologías fósiles ven incrementados sus costes de manera que según aumentan las tasas, la diferencia entre los costes de estas tecnologías y las renovables y nucleares avanzadas se incrementa aumentando la competitividad de las últimas en detrimento de las primeras. Estos costes hacen de las renovables las tecnologías más competitivas, sin embargo su penetración en el sistema eléctrico depende también de otros factores como que aparezcan soluciones a problemas específicos como el almacenamiento de la electricidad producida o la existencia de emplazamientos con los recursos adecuados. Para tener en cuenta estos otros factores, se ha seguido la aproximación *dinámica*.

La aproximación *dinámica* ha consistido en analizar y optimizar la estructura del sistema eléctrico mediante el generador de modelos energéticos *TIMES*. Se ha actualizado el modelo con los datos tecnoeconómicos detallados en el capítulo V y se han incluido los costes externos calculados a partir de los factores de emisión de las tecnologías y de unos costes de daño seleccionados. El análisis posterior se ha hecho para los 50 próximos años.

Cuando se internalizan los costes externos se observa que las tecnologías de carbón actuales son sustituidas por nuevas tecnologías cuando los costes externos de las emisiones son más bajos, opción *conservadora*, y desaparecen del sistema cuando los costes externos son más altos, opción *evolutiva*. Las tecnologías de gas aumentan su producción y junto con las renovables ocupan la cuota dejada por el carbón. Las tecnologías nucleares apenas modifican su comportamiento. La tecnología de fusión nuclear no aparece en ninguno de los casos. La producción con tecnologías renovables a lo largo del periodo se va haciendo más heterogénea. Al comienzo la hidráulica es la que tiene la mayor cuota de participación en el sistema, luego, según avanza el tiempo, se van introduciendo otras como la eólica y las de biomasa llegando al final del periodo a competir entre ellas y alcanzar éstas últimas más de la mitad de la cuota de las renovables y la hidráulica el 20%. La gasificación de biomasa aparece al final cuando se utilizan costes más altos para los gases contaminantes.

5.4. Internalización y sostenibilidad

El análisis de la sostenibilidad del sistema se ha realizado atendiendo a una serie de indicadores elegidos entre los indicadores propuestos por la Agencia Internacional de la Energía Atómica, la Organización de Naciones Unidas y la Agencia Internacional de la Energía (IAEA, 2005).

El indicador de sostenibilidad IS₁, que muestra la cuota de las tecnologías fósiles en el sistema eléctrico global, tiene una evolución ascendente a lo

largo de todo el periodo de estudio en todos los casos analizados salvo en los casos de internalización de las externalidades según la opción *evolutiva*, I_2 y S_2 , en los cuales tiene el mínimo valor en todos los periodos llegando en 2050 a suponer el 42 y 39% del total respectivamente. Según este índice, la participación de las tecnologías fósiles en los otros casos es alta. Aunque también hay que tener en cuenta que se trata de tecnologías más eficientes y menos contaminantes, la dependencia del combustible es un factor negativo en cuanto a sostenibilidad se refiere. En todos los casos de internalización, con y sin tasas en los otros sectores, el indicador de sostenibilidad IS_1 es menor que en el caso *base* y esta diferencia aumenta cuando aumentan los costes de las emisiones utilizados en el cálculo de las externalidades.

Los indicadores de sostenibilidad IS_2 e IS_3 , que muestran la cuota de las tecnologías renovables y no emisoras de CO_2 en el sistema eléctrico global respectivamente, decrecen en el tiempo durante todo el periodo de estudio en todos los casos analizados con la excepción de nuevo de los casos I_2 y S_2 , en los cuales alcanzan el valor máximo. Según este indicador, las tecnologías no emisoras de CO_2 sin internalización alcanzarían el 24% del sistema en 2050, mientras que con la internalización llegarían al 34 y 58% cuando no se consideran las tasas en los otros sectores y al 32 y 61% cuando si se tienen en cuenta. En estos casos se utilizan tecnologías nucleares avanzadas y la tecnología de fusión no entra en el sistema.

El indicador de sostenibilidad IS_4 , que muestra el consumo de electricidad por cada sector de la economía, tiene su máximo en el sector industrial, seguido de los sectores residencial, comercial, agrícola, de obtención del combustible y transporte. Todos los sectores experimentan un aumento en el consumo en todos los casos desde el comienzo hasta el final del periodo. El consumo disminuye cuando se incorporan los costes externos. En el caso I_1 , los costes que se aplican a las emisiones son más bajos que en el caso I_2 y el comportamiento del consumo es similar al del caso *base*. Sin embargo en el caso I_2 , el consumo se reduce, de media, un 15% respecto del caso *base* y un 11% respecto del I_1 . Cuando introducimos las tasas en los otros sectores, el consumo de electricidad aumenta sobre todo en el sector industrial y disminuye el consumo de combustibles fósiles. Un aumento en las tasas junto con la internalización hace que se reduzca el consumo de energía total, el encarecimiento del precio de la energía y el uso de tecnologías más eficientes contribuyen al ahorro energético.

El indicador de sostenibilidad IS_6 , que muestra las emisiones totales de CO_2 , metano y N_2O , tiene una evolución ascendente a lo largo de todo el periodo de estudio en todos los casos analizados. Las emisiones totales nos dan una idea de la cantidad que emitimos a la atmósfera y sirven de indicación para establecer límites. No obstante, resulta más apropiado para la comparación analizar el índice de sostenibilidad IS_7 , que representa las emisiones de CO_2 , metano y N_2O por unidad de producción de electricidad. Si atendemos a la diferencia entre el primer y ultimo periodo, este índice disminuye en todos los casos. En el caso *base*, la reducción en las emisiones por unidad de producción en 2050 con respecto a 2005 es del 8%, para los casos I_1 e I_2 es del 5 y 20% y para los casos S_1 y S_2 , del 5 y 33%. Se puede concluir que

la internalización de la externalidades tiene como efecto una reducción en las emisiones que es mayor cuanto mayor sean los costes que se les aplique a estas emisiones.

Tanto desde el punto de vista de la composición del sistema eléctrico, como del consumo y las emisiones, comparando los indicadores de sostenibilidad, los casos con internalización de los costes externos son más sostenibles que el caso *base*.

5.5. Escenarios

Finalmente se han construido distintos escenarios estratégicos de interés medioambiental y económico para analizar el comportamiento del sistema eléctrico ante la adopción de determinadas medidas o instrumentos económicos y políticos que pueden ser utilizadas para la internalización de los costes externos como son la aplicación de unas tasas a las emisiones de gases contaminantes y el establecimiento de un sistema de primas a las energías renovables. Ambas son medidas contempladas en las políticas medioambientales actuales en aras de alcanzar un desarrollo sostenible. Además se ha elaborado un escenario de supuesta moratoria nuclear global como consecuencia de una baja aceptación social.

En el primer escenario, se ha aplicado unas tasas a las emisiones de contaminantes de las tecnologías eléctricas utilizando los mismos valores que en los costes de las emisiones para el cálculo de las externalidades. Ante las tasas, el sistema se comporta del mismo modo, en términos generales, que con la internalización de las externalidades. Se elimina la producción de las tecnologías de carbón y se utiliza en su lugar tecnologías de gas natural y cuando las tasas son más altas, también renovables. La composición del sistema eléctrico está más equilibrada entre tecnologías emisoras y no emisoras de CO₂ lo cual tienen una repercusión positiva en la emisiones por unidad de producción que se reducen hasta llegar a valores que son los mínimos de todos los casos anteriores.

Aplicar tasas a las emisiones supone también poder utilizar las opciones de secuestro de CO₂, tanto las tecnologías fósiles con secuestro como los sumideros. Se han aplicado las mismas tasas que en el caso anterior junto con las dos opciones de secuestro, tecnologías fósiles con dispositivos de captura de CO₂ y bosques como sumideros, y también solo con la opción de las tecnologías. Los resultados han sido que en el caso con las tasas más altas y sin la opción de utilizar los bosques como sumideros, entran en el sistema las tecnologías fósiles con secuestro de CO₂ tanto para el carbón como para el gas, en este último caso con mayor participación. También la producción con energías renovables es mayor y las emisiones por unidad de producción eléctrica las más pequeñas de todos los casos analizados.

Se puede concluir que la aplicación de tasas conjuntamente con otras medidas dirigidas a la reducción de las emisiones de CO₂ como es el uso de tecnologías fósiles de secuestro CO₂ tiene consecuencias positivas e inmediatas sobre la sostenibilidad del sistema eléctrico.

Otro escenario ha consistido en simular el establecimiento de un sistema de primas a las energías renovables con el fin de promover su incorporación a

un sistema eléctrico diseñado en un principio para las tecnologías convencionales fósiles y nucleares con sus características particulares. Tomando como referencia las primas que se utilizan en nuestro país, se han construido dos escenarios, uno con una prima de 4c€/kWh y otro con una prima de 20c€/kWh, que se han aplicado a las tecnologías eólicas, solares, geotérmicas, de biomasa y minihidráulica. Mientras en el primer escenario no se han encontrado grandes diferencias con el caso *base* excepto un aumento en la producción de las tecnologías renovables, en el segundo escenario se observa una reducción significativa en la producción con gas y carbón y un aumento notable en la producción con renovables que alcanzan una cuota, en 2050, del 55% del sistema. Dentro de éstas además aparecen tecnologías que no participaban en casos anteriores como la solar térmica y aumentan su cuota otras como la gasificación de biomasa o la minihidráulica.

Se puede concluir que la aplicación de primas a las tecnologías renovables es una medida efectiva en aras de conseguir un sistema sostenible pues promueve la utilización de las energías autóctonas y renovables reduciendo las emisiones de gases contaminantes y aumentando la seguridad del suministro.

Por último, en el tercer escenario, se ha supuesto que la producción actual de las tecnologías nucleares no se va a superar en ningún periodo futuro, que solo se construirán nuevas plantas para sustituir a las plantas que se vayan quedando obsoletas. Es lo que se ha llamado escenario de moratoria nuclear. Con este escenario, las tecnologías fósiles alcanzan en 2050 una cuota del 81% del sistema aumentando la producción con gas y carbón de forma considerable y en consecuencia, las emisiones de gases de efecto invernadero. Este escenario, desde el punto de vista de las emisiones, es todo lo contrario a la idea de un sistema sostenible y la posibilidad de una moratoria nuclear debería ir acompañada siempre de otro tipo de medidas que limiten el crecimiento desmesurado de las tecnologías fósiles y/o promueva las tecnologías alternativas.

Capítulo V. CONCLUSIONES

Del trabajo de tesis doctoral realizado y expuesto en el presente documento se pueden extraer una serie de conclusiones.

En primer lugar, la estimación de los **costes directos** de la electricidad ha constatado que estos son más elevados durante todo el periodo de estudio (2000-2050) en las tecnologías fotovoltaicas, fósiles con secuestro de CO₂, de combustión de carbón en lecho fluidizado y de combustión de biomasa. Los costes más bajos son los correspondientes a las tecnologías eólica terrestre, geotérmica, fisión nuclear y gran hidráulica.

En segundo lugar, la estimación de los **costes externos** medioambientales producidos por las emisiones de gases de efecto invernadero, utilizando para ello tanto costes marginales de control como costes marginales del daño, ha permitido constatar que son sustancialmente más altos en el caso de las tecnologías fósiles consideradas. Estos costes externos pueden llegar a ser en el caso de las tecnologías de carbón hasta el doble que los costes directos.

El cálculo de los **costes totales** por medio de la internalización de externalidades utilizando la metodología de los costes de electricidad (*LEC*), tiene un efecto directo sobre la competitividad económica de las distintas tecnologías favoreciendo las posibilidades de entrada en el mercado de nuevas tecnologías alternativas de elevados costes directos.

La **internalización de externalidades** utilizando el generador de modelos *TIMES* tiene como consecuencia cambios notorios en la composición del sistema eléctrico. Se observa una gran reducción en las tecnologías de carbón mientras que las tecnologías de gas siguen teniendo una importante participación en el sistema. Las tecnologías nucleares aumentan su participación ligeramente. En cuanto a las tecnologías renovables, éstas aumentan su producción a la vez que se diversifican. Entre las tecnologías renovables dominan las tecnologías eólica terrestre, de biomasa e hidráulicas.

Todos los **indicadores de sostenibilidad** mejoran cuando se internalizan las externalidades por lo que se puede afirmar que la internalización de los costes externos medioambientales de las tecnologías de generación eléctrica tiene un efecto positivo sobre la estructura del sistema eléctrico en aras a incrementar su sostenibilidad.

Se han elegido dos instrumentos políticos y económicos que se pueden utilizar para la internalización de las externalidades en el sistema y se han construido distintos escenarios de la aplicación de dichas medidas. Del análisis del **escenario de tasas**, además de los resultados ya observados en el ejercicio de internalización, cuando existe la posibilidad de secuestro de CO₂, aparecen las tecnologías fósiles con dispositivos de captura tanto para el carbón como para el gas natural. Si también existe la posibilidad de utilizar los bosques como sumideros de CO₂, las tecnologías fósiles con dispositivos de captura no aparecen y las tecnologías renovables tienen un desarrollo inferior.

Del análisis del **escenario de establecimiento de un sistema de primas** a las energías renovables, se ha comprobado el efecto muy positivo en la promoción de estas tecnologías, tanto mayor cuanto mayor sea la prima aplicada, y que con esta medida de promoción aparecen además otras tecnologías renovables en el sistema como la tecnología solar térmica. Se trata de una medida que actúa de manera más directa sobre éstas tecnologías que el sistema de tasas

Del análisis de un **escenario de moratoria nuclear**, se puede concluir el efecto negativo que tiene en lo que a emisiones de gases de efecto invernadero se refiere ya que aumenta de forma considerable la presencia en el sistema de las tecnologías fósiles y no promueve el uso de tecnologías renovables.

Se puede concluir, de forma general, que la internalización de las externalidades modifica de forma considerable la estructura del sistema eléctrico. Además el sistema eléctrico resultante tras la internalización es un sistema más sostenible pues promueve el uso de tecnologías más eficientes como las fósiles avanzadas y más limpias como las renovables, la diversidad energética y reduce el consumo eléctrico. No obstante, esta internalización debería ir acompañada de otras medidas en aras de asegurarse una composición del sistema eléctrico más heterogénea y autóctona, permitiendo la penetración de tecnologías con mayores beneficios medioambientales pero todavía poco competitivas y que necesitan de ayudas iniciales para su integración en el sistema y así poder desarrollarse y mejorar su competitividad.

Finalmente se ha demostrado que la incorporación de las externalidades a los modelos hace de ellos una herramienta de gran utilidad para la evaluación y análisis de las consecuencias que sobre la sostenibilidad del sistema eléctrico global tiene la toma de determinadas decisiones políticas y económicas.

Referencias

- Alejaldre C. (2001). Capítulo *Introducción a la fusión nuclear* (pp.201-211) en el libro *Tecnologías energéticas e impacto ambiental*. Ed. McGraw-Hill Profesional
- Alfstad T. (2005). Development of a least cost energy supply model for the SADC region.
- Atkinson G., Dubourg R., Hamilton K., Munasinghe M., Pearce D. y Young C. (1997). *Measuring Sustainable Development: Macroeconomics and the Environment*. Ed. Edward Elgar
- ATLAS web site: http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/homeu.html
- Ayres R. y Walter J. (1991) The greenhouse effect: damages, costs and abatement. *Environmental and Resource Economics* 1, 237-270
- Bernow S.S.y Marron D.B. (1990). *Valuation of Environmental Externalities for Energy Planning and Operations*. Tellus Institute, Boston
- Briem S. (2003). *Gas-fired, combined heat and power systems, internal combustion engines* (ECLIPSE project final report). IER, University of Stuttgart.
- Bruntland G. (1987). *Our common future: The World Commission on Environment and Development*, Oxford University Press.
- Cabal H., Lechón Y. y Sáez R. (2005a). *EUSUSTEL WP3: Electricity generation technologies and system integration. Environmental aspects of integration of decentralized generation into the overall electricity generation system* (Task Report)
- Cabal H., Lechón Y. y Sáez R. (2005b). *Data collection of some other relevant non-GHG pollutants in the energy system* (Final report). SERF 5 Socio-Economic Research on Fusion
- Cabal H., Lechón Y. y Sáez R. (2006a). *External versus mitigation costs of greenhouse gas emissions on long-term energy scenarios with fusion* (Final report). SERF 5 Socio-Economic Research on Fusion.
- Cabal H., Lechón Y. y Sáez R. (2006b). *Improving the global multi-regional EFDA/TIMES model: revision and update of the data included in the power generation sector of the model* (Final report). SERF 6 Socio-Economic Research on Fusion.
- Cabal H., Lechón Y. y Sáez R. (2006c). *EUSUSTEL WP5: Most optimal solution for electricity provision. Determination of the overall static social cost for electricity: Determination of external costs* (Task Report).
- Charpin J.M., B. Dessus y R. Pellat (2000). Economic forecast study of the nuclear power option.
- CH2MHILL (2004). Alternative evaluation study. Dairyland Power Cooperative: <http://www.usda.gov/rus/water/ees/pdf/dairyland%20alternativetechnology.pdf>
- Cline W.R. (1992). Optimal carbon emissions over time: experiments with the Nordhaus DICE Model. Institute for International Economics, Washington, D.C.
- CNE (2005). Comunicación personal

- CNE (2007). *Boletín mensual de indicadores eléctricos y económicos*. Enero 2007
- Cuperus, M.A.T. (2003). *Biomass systems ECLIPSE project final report*. KEMA Nederland B.V.
- DACES2050 (2001). *Database clean energy supply 2050* (Final report)
- DEA/EKRAFT/ELTRA (2005). *Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants*.
- DOE (2001). Tidd PFBC Demonstration Project. A DOE assessment. DOE/NETL-2001/1159.
- DWIA (2003). <http://www.windpower.org/en/core.htm>
- EC (1995). *ExternE. Externalities of energy. Vol. 2. Methodology*. EUR 16521 EN
- EC (1999a). *ExternE. Externalities of Energy. Vol.7. Methodology Update 1998*. EUR 19083.
- EC (1999b). *ExternE. Externalities of Energy. Vol.8. Global Warming Damages*. EUR 18836
- EC (1999c). *ExternE. Externalities of Energy. Vol.9. Fuel Cycles for Emerging and End-Use Technologies, Transport & Waste*. EUR 18881.
- EC (1999d). *ExternE. Externalities of Energy. Vol.10. National Implementation Results*. EUR 18528.
- EC (1997). *Energy for the Future: Renewable Sources of Energy. White Paper for a Community Strategy and Action Plan*. COM(97)599 final
- EC/DGXII (1995). *Overview of Energy RD&D Options for a Sustainable Future*, EUR 16829 EN
- EC (2001). *Offshore Wind Energy. Ready to Power a Sustainable Europe*
- EC (2005). *ExternE. Externalities of Energy. Methodology 2005 Update*. EUR 21951
- EC (2005b). *Doing more with less. Green Paper on energy efficiency*. COM(2005)265 final
- ECN (2003). *Technologies and technology learning, contributing to IEA's energy technology perspectives*. ECN-C-03-046
- ECOSTAR (2004). *European Concentrated Solar Thermal Road Mapping* (Report of WP 3 Deliverable 6)
- EFDA (2005). *A conceptual study of commercial fusion power plants* (Final Report of the European Fusion Power Plant Conceptual Study (PPCS)). EFDA-RP-RE-5.0
- EIA (2000). *The National Energy Modeling System: An Overview*. DOE/EIA-0581
- EIA (2004). *Assumptions for the Annual Energy Outlook 2004 with projections to 2025*. DOE/EIA-0554
- Elvingson P. y Agren C. (2004). *Air and the environment*. The Swedish NGO Secretariat on Acid Rain.

- ENERMODAL (1999). *Cost reduction study for solar thermal power plants* (Final report). Enermodal Engineering Limited.
- EPRI/DOE (1997). *Renewable Energy Technology Characterizations* (Topical report).
- ESTIR (2002). *Scientific and technological references. Energy technology indicators*. ESTIR-working document.
- ETSAP (2005). Annex VIII/IX. *Exploring Energy Technologies Perspectives/Energy Model Users' Group* (Final Report)
- ESHA (2004). *Current situation of small hydropower in the EU-15 according to ESHA's members*. En: http://www.esha.be/ESHA_contributionDGTREN.pdf
- EUSUSTEL (2007). *European Sustainable Electricity: Comprehensive Analysis of Future European Demand and Generation of European Electricity and its Security of Supply* (Final Technical Report).
- EWEA (2002). *Wind Energy, The facts, an analysis of wind energy in the EU-25*
- Feretic D. and Z. Tomsic (2005). Probabilistic analysis of electrical energy costs comparing: production costs for gas, coal and nuclear power plants. *Energy Policy* 33, 5-13
- Frankhauser S. (1995). *Valuing Climate Change*. Earthscan, London.
- Friedrich R. and Bieckel P. (2001). *Environmental External Costs of Transport*. Ed. Springer
- GEMIS database. En: <http://www.oeko.de/service/gemis/en/index.htm>
- Greensense (2004). *Greensense: an applied integrated environmental impact assessment framework for the European Union* (Executive Summary). Prepared by Alistair Hunt, Pam Mason, Nick Dale and Anil Markandya.
- Hall D., R.T. Hunt, K.S. Reeves and G.R. Carroll (2003). *Estimation of economic parameters of U.S. Hydropower Resources*. INEEL, NPS, BNI. INEEL/EXT-03-00662
- Herzog, H.J. (1999). *The economics of CO₂ separation and capture*. MIT Energy laboratory
- Hofman Y., D. de Jager, E. Molenbroek, F. Schiling y M. Voogt (2002). *The potential of solar electricity to reduce CO₂ emissions*. IEA Greenhouse Gas R&D Programme
- Hohmeyer Q and Ottinger R.L. (1994). *Social Costs of Energy. Present Status and Future Trends*. Ed. Springer-Verlag
- IAEA (2005). *Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies*.
- IAEE (2003a). *The economics of Micro-Generation: Case studies from the UK*. J.Watson. IAEE Newsletter, third Quarter 2003, pp.6-9
- IEA (1997). *The use of biomass to generate electricity on a large scale* (Report Number PH2/10)
- IEA (2002). *The potential of solar electricity to reduce CO₂ emissions*. IEA Greenhouse Gas R&D Programme

- IEAa, *Carbon dioxide capture from power stations*. Green House Gas R&D Programme. Disponible en <http://www.ieagreen.org.uk>
- IEA (1998). *Benign energy: The Environmental Implications of Renewables*.
- IPCC (1994). *Climate Change 1994: Radiative Forcing of Climate Change and an Evaluation of the IPCC IS92 Emission Scenarios*. Cambridge University Press, Cambridge and New York, 339 pp.
- IPCC (2007). *Climate Change 2007: The Physical Science Basis*. Summary for Policymakers.
- Kolb (1998). *Contributions to the SOCIO-ECONOMIC RESEARCH ON FUSION (SERF)*
- Labriet M. (2007). *Improving the global multi-regional EFDA-TIMES model: revision and update of the data included in the residential and commercial sectors of the model* (Final Report, SERF, Fusion and energy scenario options. Sub Task TW5-TRE_FESO/D)
- Lako P. (2004). *Coal –fires power technologies. Coal fired power options on the brink of climate policies*. ECN-c--04-076
- Lechón Y., Cabal H. y Sáez R. (2001) *Externalities of fusion. SERF2 (1999-2000)*. Serie Documentos CIEMAT, ISBN 84-7834-389-x
- Lechón Y. y Sáez, R. (2002). *SERF 3 Socio-Economic Research on Fusion (2001-2002)*. Task: External Costs of Fusion. Task deliverable D1: Comparison of fusion with other technologies taking into account their expected technological change. Comparison with advanced fossil and renewable technologies. Task deliverable D2: Inclusion of further plant models into the analysis. Externalities of upstream and power generation stages (Final report).
- Lechón Y., Sáez R., Cabal H. et al (2003). *Socioeconomic Research on Fusion SERF 3 (2001-2002)*. External costs of fusion. Serie Documentos CIEMAT, ISBN 84-7834-453-5
- Lechón Y., Cabal H., Caldés N., Varela M., Sáez R. y Lago C. (2005) *Role of Fusion in the Future Energy Market with CO₂ constraints. SERF 4* Serie Documentos CIEMAT , ISBN 84-7834-505-1
- Leitner (2002). *Fuel from the Sky: Solar Power's potential for Western Energy Supply*. RDI Consulting. NREL/SR-550-32160
- Lorenzoni, A. (2001). *BlueAGE. Blue energy for a green Europe. Strategic study for the development of small hydropower in the European Union*. ESHA, Università Commerciale Luigi Bocconi and SERO
- Loulou R., Remme U., Kanudia A., Lehtila A. y Goldstein G. (2005a). *Documentation for the TIMES Model. PART I: TIMES Concepts and Theory*. ETSAP.
- Loulou R., Remme U., Kanudia A., Lehtila A. y Goldstein G. (2005b). *Documentation for the TIMES Model. PART II: Reference Manual*. ETSAP.
- Loulou R., Remme U., Kanudia A., Lehtila A. y Goldstein G. (2005c). *Documentation for the TIMES Model. PART III: GAMS Implementation*. ETSAP.
- Loulou R. y Lehtila A. (2005d) *Stochastic TIMES*. ETSAP.
- Maisonnier D., Cook I., Sardain P., Andreani R., Di Pace L., Forrest R., Giancarli L., Hermsmeyer S., Norajitra P., Taylor N. and Ward D. (2005). *A conceptual study of*

- commercial fusion power plants* (Final report of the European Fusion Power Plant Conceptual Study (PPCS)). EFDA-RP-RE-5.0
- Maddison D. (1994). *The shadow price of greenhouse gases and aerosols*. CSERGE
 - Mäkelä J. (2000). *Development of an Energy System Model of the Nordic Electricity Production System*.
 - Maloney M.T. y O. Diaconu (2003). *Cost analysis and methodology related to nuclear electricity generation*. Lawrence Livermore National Laboratory
 - Mazzarino M. (2000). The economics of the greenhouse effect: evaluating the climate change impact due to the transport sector in Italy. *Energy Policy* 28, 957-966
 - MIT (2003). *The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT study*. Massachusetts Institute of Technology.
 - Morse (2000). *The Commercial Path Forward for Concentrating Solar power Technologies. A review of existing treatments of current and future markets*
 - NEA (1994). *The economics of the nuclear fuel cycle*
 - NEEDS (2006a). *LCA results for current offshore wind technology* (Technical paper nº. T10.3-RS1a). Preparado por Elsam A/S.
 - NEEDS (2006b). *Intermediate report on LCA results for current solar thermal power plant technologies* (Technical paper nº. T12.3-RS1a). Preparado por DLR y CIEMAT
 - NEEDS (2006c). *LCA results for current Photovoltaic technologies* (Technical paper nº. T11.3-RS1a). Preparado por AMBIT
 - NEEDS (2006d). *LCA results for current bioenergy systems* (Technical paper nº. T13.3-RS1a). Preparado por IFEU e IER
 - NEEDS (2006e). *LCA results for current Advanced Nuclear* (Technical paper nº. T14.3-RS1a). Preparado por EDF
 - NEEDS (2006f). *Intermediate report on LCA results for current fossil fuels systems* (Technical paper nº. T7.3-RS1a). Preparado por PSI e IER
 - NEEDS (2006g). *Report on marginal external costs inventory of greenhouse gas emissions/ Report on the analysis on average and marginal avoidance costs of greenhouse gas emissions* (Technical paper nº. 5.4/5.5-RS1b). Preparado por R.Tol
 - Nicholson W. (1998). *Microeconomic Theory. Basic principles and extensions*. The Dryden Press. Harcourt Brace College Publishers.
 - Nordhouse W.D. (1994). *Managing the Global Commons: The Economics of Climate Change*. MIT Press, Cambridge, M.A.
 - Nordhouse W.D. (1998). *New Estimates of the Economic Impacts of Climate Change*. <http://www.econ.yale.edu/~nordhaus/homepage>
 - Noord de M., Beurskens de L.W.M. y Vries de H.J. (2004). *Potential and costs for renewable electricity generation. A data overview*. ECN-C—03-006
 - NREL (1996). *Costs and performance analysis of biomass-based integrated gasification combined-cycle power systems*. NREL/TP-430-21657

- NewExt (2004). *New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies* (Final Report). Coordinator Rainer Friedrich
- OECD/IEA (1998). *Projected costs of generated electricity*.
- OECD/IEA (2005). *Projected costs of generated electricity. 2005 Update*
- ORDECSYS, KanORS, HALOA y KUL (2004a). *EFDA World TIMES Model* (Final Report).
- ORDECSYS, KanORS, HALOA y KUL (2004b). *EFDA World TIMES Model* (Final Report). *ANNEX V: The VEDA-FE Interface*.
- ORDECSYS, KanORS, HALOA y KUL (2004c). *EFDA World TIMES Model* (Final Report). *ANNEX IV: The VEDA-BE User's Guide*.
- *Overview of solar thermal technologies*. En <http://www1.eere.energy.gov/ba/pdfs/>
- Ottinger R.L., Wooley D.R., Robinson N.A., Hodas D.R. y Babb S.E. (1991). *Environmental costs of electricity*. Oceana Publications Inc., New York
- Pearce D. y Atkinson G. (1992). *Are nacional economies sustainable? Measuring Sustainable Development*. CSERGE Working Paper GEC 92-11
- Pearce D. y Turner R.K. (1995). *Economía de los Recursos Naturales y del Medio Ambiente*. Colegio de Economistas de Madrid. Ed. Celeste
- Pearce D. y Atkinson G. (1998). *The concept of sustainable development: an evaluation of its usefulness ten years after Brundland*. CSERGE Working Paper GEC 98-02
- Peck S.C. y Teisberg T.J. (1993). CO₂ emissions control: comparing policy instruments. *Energy Policy* 21, 222-230
- Peet J. (1992). *Energy and the Ecological Economics of Sustainability*. Ed. Island Press
- Perman R., Ma Y. y McGilvray J. (1998). *Natural Resource & Environmental Economics*. Ed. Longman
- Pope C.A., Thun M. y Manboodiri M. (1995). Particulate Air Pollution as a Predictor of Mortality in a Prospective Study of U.S. Adults. *American Journal of Respiratory and Critical Care Medicine*, Vol.151, pp 669-674.
- Rentz, O. et al. (2004). *Lessons Learned from Renewable Energy Projects in Europe*. Colección Documentos CIEMAT. Preparado por Sáez R., Cabal H., Lago C., Varela M. y Muñoz M.
- REW (2004). The cost of wind power. The facts within the fiction. *Renewable Energy World*, pp. 125-137, July-August 2004
- Riahi K., Runbin E.S., Taylor M.R., Schratzenholzer L. y D. Hounshell (2004). *Technological learning for carbon capture and sequestration technologies*
- Riera P., García D., Kriström B. y Brännlund R. (2005). *Manual de Economía Ambiental y de los Recursos Naturales*. Ed. Thomson.
- Rowe R.D., Lang C.M., Chestnut L.G., Latimer D., Rae D., Bernow S.M., y White D. (1995). *ESEERCO, New York State Environmental Externalities Cost Study*. Volumes 1-2. Oceana Publications, New York, New York, USA.

- Sáez R., Cabal H. y Lechón Y. (1999). *Externalities of the Fusion Fuel Cycle. Socioeconomic Research on Fusion SERF 1997-1998*. Serie Documentos CIEMAT, ISBN: 84-7834-339-3
- SAIC (2002). *A Strategy for U.S. Nuclear Power: The Role of Government*.
- Sargent and Lundy (2003). *Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecast*. NREL
- SCULLY CAPITAL (2002). *Business Case for New Nuclear Power Plants. Bringing Public and Private Resources Together for Nuclear Energy*
- Styles G.A. y J.M. Wheeldom (1998). *Preliminary results of an economic and engineering evaluation of two coal-based combined cycle power plant technologies*
- Tarjanne R. y Rissanen S. (2000) *Nuclear Power: Least cost option for baseload electricity in Finland*. The Uranium Institute 25th Annual Symposium
- TER (1994). *Assessing Environmental Costs for Electricity Generation*. Triangle Economic Research General Working Paper No. G-9402.
- Tol R.S.J. y Downing T.E. (2000). *The Marginal Damage Costs of Climate Changing Gases*, Institute for Environmental Studies D00/08, Vrije Universiteit, Amsterdam
- Tol R.S.J. (2005). *The Marginal Damage Costs of Carbon Dioxide Emissions: an Assessment of the Uncertainties*. *Energy Policy* 33, pp 2064-2074
- Tosato G.C. (2005). *Overview of ETSAP, and MARKAL Family of Models*. Presentación en el Joint ETSAP, PSI, DTI and AEAT Workshop on Modelling Future Energy Technology Cost and Technology Choice. 15 de Noviembre de 2005, Oxford (UK).
- UN-ESD (2001). *Indicators of sustainable development: Guidelines and methodologies*. United Nations Economic and Social Development
- UN-DP (2004). *World Energy Assessment overview: 2004 Update*. United Nations Development Programme
- Undrum, H., O. Bolland y E. Aarebrot (2000). *Economical assessment of natural gas fired combined cycle power plant with CO₂ capture and sequestration*
- University of Chicago (2004). *The Economic Future of Nuclear Power*.
- Villalba Vilá, D. y Jerez Méndez M. (1990). *Sistemas de optimización para la planificación y toma de decisiones*. Ed Pirámide.
- Wallace D. (2000). *Capture and Storage of CO₂. What needs to be done?* COP6 The Hague. IEA.
- Ward D.J. (2002). *Assessment of economics of PPCS plant models A and B*. EURATOM/UKAEA Fusion Association. Power Plant Conceptual Study Stage III.
- Ward D.J. (2003). *Assessment of economics of PPCS plant models C and D*. EURATOM/UKAEA Fusion Association. Power Plant Conceptual Study Stage III.
- Ward D.J. (2006). *Comunicación personal Proposed Cost Data for fusion in EFDA/TIMES model*

- Woolf T. (2003). *Potential cost impacts of a Vermont Renewable Portfolio Standard*. Synapse Energy Economics. Presentación en el Vermont Public Service Board RPS Collaborative meeting.
- World Bank web page: <http://www.worldbank.org/html/fpd/energy/geothermal/>
- World Bank (1995). *Clean Coal Technologies for developing countries* (World Bank Technical Paper N° 286), Energy Series, E. Stratos Tavoulareas and Jean- Pierre Charpentier.
- World Bank (2005). *Technical and Economic Assessment: off grid, mini-grid and grid electrification technologies* (Summary report).

Glosario

ACB.- Análisis coste-beneficio
ACV.- Análisis de Ciclo de Vida
AIE.- Agencia Internacional de la Energía
AIEA.- Agencia Internacional de la Energía Atómica
BAT.- Best available technology
BIGCC.- Biomasa Integrated Gasification Combined Cycle
CCGT.- Combined Cycle Gas Turbine
CFCs.- Clorofluorocarbonatos
CDM.- Clean Development Mechanism
COPs .- Contaminantes orgánicos persistentes
COVs.- Compuestos orgánicos volátiles
EFDA.- European Fusion Development Agreement
EFOM.- Energy Flor Optimisation Model
ETS.- European Trading System
ETSAP.- Energy Technology Systems Analysis Programme
EUSUSTEL.- European SUsustainable Electricity
EXTERNE.- Externalities of Energy
FBC.- Fluidised Bed Combustión
GAMS.- General Algebraic Modelling System
GEI.- Gases de Efecto Invernadero
GMM.- Global Multi-regional Markal model
HCB.- Hexaclorobenceno
IEPE.- Institute of Energy Policy and Economics
IGCC.- Integrated Gasification Combined Cycle
IIASA.- International Institute for Applied Systems Analysis
IPCC.- Intergovernmental Panel on Climate Change
IPTS.- Institute for Prospective Technological Studies
ITER.- International Tokamak Experimental Reactor
JI.- Joint Implementation
LCPD.- Large Combustion Plants Directive
LEC.- Levelised Electricity Costs
MARKAL.- MARKet Allocation
MERGE.- Model for Evaluating Regional and Global Effects
MESSAGE.- Modelo for Energy Supply Strategy Alternatives and their
General Environmental Impact
NEEDS.- New Energy Exernalities Development for Sustainability
NEMS.- National Energy Modeling System
NGCC.- Natural Gas Combined Cycle
OCDE .- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
PAHs.- Hidrocarburos aromáticos policíclicos
PNA.- Plan Nacional de Asignación de Emisiones
PCBs.- Bifenilos policlorinados
PFBC.- Pressurised Fluidised Bed Combustion
PPCS.- Power Plant Conceptual Study
SAGE.- System for Análisis of Global Energy
SECE.- Sistema Europeo de Comercio de Emisiones
SER.- Sistema Energético de Referencia
SERF.- Socio-Economic Research on Fusion

TIMES.- The Integrated Market-Efom System

UNFCCC.- Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

VEDA.- VErsatile Data Analyst

WCED.- Comisión Mundial sobre el Medioambiente y el Desarrollo

WTA.- Willingness to accept

WTP.- Willingness to pay

Anexo I. Factores de emisión

PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

Tecnología	Año	Emisiones de CO ₂ g/kWh	Emisiones de CH ₄ g/kWh	Emisiones de N ₂ O g/kWh	Emisiones totales gCO ₂ eq/kWh
PFBC	2000-2005	944	0,0420	0,5080	1102,36
	2010	944	0,0420	0,5080	1102,36
	2020	774	0,0344	0,4166	903,94
	2030	774	0,0344	0,4166	903,94
	2040	774	0,0344	0,4166	903,94
	2050	774	0,0344	0,4166	903,94
	IGCC	2000-2005	800	0,0133	0,0307
2010		710	0,0129	0,0298	719,50
2020		680	0,0121	0,0280	688,93
2030		632	0,0121	0,0280	640,93
2040		632	0,0121	0,0280	640,93
2050		607	0,0121	0,0280	615,93
IGCC sec CO ₂		2000-2005	128,32		
	2010	92,00	0,0460	0,0310	102,58
	2020	85,00	0,0446	0,0301	95,26
	2030	84,00	0,0446	0,0301	94,26
	2040	59,32	0,0446	0,0301	69,58
	2050	57,32	0,0437	0,0295	67,37
	NGCC	2000-2005	412,00	0,0063	0,0063
2010		389,11	0,0059	0,0059	391,07
2020		389,11	0,0059	0,0059	391,07
2030		389,11	0,0059	0,0059	391,07
2040		389,11	0,0059	0,0059	391,07
2050		389,11	0,0059	0,0059	391,07
NGCC sec CO ₂		2000-2005	80,65		
	2010	70,00	1,0100	0,0110	94,62
	2020	70,00	0,9820	0,0110	94,03
	2030	70,00	0,9700	0,0110	93,78
	2040	67,65	0,9700	0,0110	91,43
	2050	67,65	0,9700	0,0110	91,43
	Torre solar	2000-2005		0,0013	0,0056
2010			0,0010	0,0044	1,392
2020			0,0009	0,0037	1,170
2030			0,0008	0,0032	1,018
2040			0,0008	0,0032	1,018
2050			0,0008	0,0032	1,018
Disco parabólico		2000-2005		0,0042	0,0069
	2010		0,0042	0,0069	2,226
	2020		0,0037	0,0062	2,003
	2030		0,0036	0,0060	1,923
	2040		0,0036	0,0060	1,923
	2050		0,0036	0,0060	1,923

*Los costes externos en los modelos energéticos globales de optimización.
Una herramienta para la sostenibilidad*

	2050	0,0036	0,0060	1,923
Eólica terrestre	2000-2005			0,00
	2010			0,00
	2020			0,00
	2030			0,00
	2040			0,00
	2050			0,00
Eólica marina	2000-2005	8,20E-04	8,22E-06	1,98E-02
	2010	8,12E-04	8,14E-06	1,96E-02
	2020	7,87E-04	7,89E-06	1,90E-02
	2030	7,87E-04	7,89E-06	1,90E-02
	2040	7,72E-04	7,74E-06	1,86E-02
	2050	7,72E-04	7,74E-06	1,86E-02
Fisión nuclear	2000-2005	2,36E-03	2,69E-04	1,33E-01
	2010	2,24E-03	2,56E-04	1,26E-01
	2020	2,24E-03	2,56E-04	1,26E-01
	2030	2,24E-03	2,56E-04	1,26E-01
	2040	2,24E-03	2,56E-04	1,26E-01
	2050	2,24E-03	2,56E-04	1,26E-01
Fusión	2050			0,000
Combustión de biomasa	2000-2005		7,13E-02	22,11
	2010		7,13E-02	22,11
	2020		6,13E-02	19,01
	2030		6,13E-02	19,01
	2040		6,13E-02	19,01
	2050		6,13E-02	19,01
Gasificación de biomasa	2000-2005		1,87E-02	5,790
	2010		1,87E-02	5,790
	2020		1,25E-02	3,879
	2030		1,13E-02	3,492
	2040		1,13E-02	3,492
	2050		1,13E-02	3,492
Fotovoltaica	2000-2005			0,00
	2010			0,00
	2020			0,00
	2030			0,00
	2040			0,00
	2050			0,00
Geotérmica	2000-2005	79,10		79,10
	2010	64,07		64,07
	2020	64,07		64,07
	2030	64,07		64,07
	2040	64,07		64,07
	2050	64,07		64,07

Hidráulica	2000-2005	40,98	40,98
	2010	40,98	40,98
	2020	40,98	40,98
	2030	40,98	40,98
	2040	40,98	40,98
	2050	40,98	40,98

Tabla 14. Factores de emisión de la producción de electricidad

OBTENCIÓN DE COMBUSTIBLE

Tecnología	Año	Emisiones de CO ₂ g/kWh	Emisiones de CH ₄ g/kWh	Emisiones de N ₂ O g/kWh	Emisiones totales gCO ₂ eq/kWh
PFBC	2000-2005	31,24	2,208	1,59E-03	78,09
	2010	26,24	1,854	1,34E-03	65,60
	2020	25,19	1,780	1,28E-03	62,98
	2030	25,19	1,780	1,28E-03	62,98
	2040	25,19	1,780	1,28E-03	62,98
	2050	25,19	1,780	1,28E-03	62,98
	IGCC	2000-2005	31,24	2,208	1,59E-03
2010		29,05	2,053	1,48E-03	72,63
2020		29,05	2,053	1,48E-03	72,63
2030		28,47	2,012	1,45E-03	71,18
2040		26,48	1,871	1,35E-03	66,19
2050		26,48	1,871	1,35E-03	66,19
IGCC sec CO ₂		2000-2005	31,24	2,208	1,59E-03
	2010	27,18	1,921	1,38E-03	67,94
	2020	27,18	1,921	1,38E-03	67,94
	2030	27,18	1,921	1,38E-03	67,94
	2040	27,18	1,921	1,38E-03	67,94
	2050	23,65	1,671	1,20E-03	59,11
	NGCC	2000-2005	45,77	0,984	0,000
2010		39,82	0,856	0,000	57,80
2020		39,82	0,856	0,000	57,80
2030		39,82	0,856	0,000	57,80
2040		39,82	0,856	0,000	57,80
2050		39,82	0,856	0,000	57,80
NGCC sec CO ₂		2000-2005	45,77	0,984	0,000
	2010	34,33	0,738	0,000	49,83
	2020	34,33	0,738	0,000	49,83
	2030	34,33	0,738	0,000	49,83
	2040	34,33	0,738	0,000	49,83
	2050	34,33	0,738	0,000	49,83
	Fisión nuclear	2000-2005	3,770	5,86E-03	3,25E-04
2010		3,205	4,98E-03	2,76E-04	3,395
2020		3,205	4,98E-03	2,76E-04	3,395
2030		3,205	4,98E-03	2,76E-04	3,395

	2040	3,205	4,98E-03	2,76E-04	3,395
	2050	3,205	4,98E-03	2,76E-04	3,395
Combustión de biomasa	2000-2005	14,10	0,000	0,100	45,10
	2010	12,20	0,000	0,087	39,01
	2020	9,513	0,000	0,067	30,43
	2030	8,277	0,000	0,059	26,47
	2040	8,277	0,000	0,059	26,47
	2050	8,277	0,000	0,059	26,47
Gasificación de biomasa	2000-2005	12,96	0,000	0,087	39,80
	2010	8,098	0,000	0,054	24,88
	2020	4,697	0,000	0,031	14,43
	2030	4,016	0,000	0,027	12,34
	2040	4,016	0,000	0,027	12,34
	2050	4,016	0,000	0,027	12,34

Tabla 15. Factores de emisión de la obtención del combustible

CONSTRUCCIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE LAS INSTALACIONES

Tecnología	Año	Emisiones de CO ₂ g/kWh	Emisiones de CH ₄ g/kWh	Emisiones de N ₂ O g/kWh	Emisiones totales gCO ₂ eq/kWh
PFBC	2000-2005	6,853	1,55E-02	1,50E-04	7,225
	2010	5,757	1,30E-02	1,26E-04	6,069
	2020	5,527	1,25E-02	1,21E-04	5,826
	2030	5,527	1,25E-02	1,21E-04	5,826
	2040	5,527	1,25E-02	1,21E-04	5,826
	2050	5,527	1,25E-02	1,21E-04	5,826
	IGCC	2000-2005	6,760	9,00E-03	5,09E-04
2010		6,287	8,37E-03	4,74E-04	6,609
2020		6,287	8,37E-03	4,74E-04	6,609
2030		6,161	8,20E-03	4,64E-04	6,477
2040		5,730	7,63E-03	4,32E-04	6,024
2050		5,730	7,63E-03	4,32E-04	6,024
IGCC sec CO ₂		2000-2005	6,760	9,00E-03	5,09E-04
	2010	5,881	7,83E-03	4,43E-04	6,183
	2020	5,881	7,83E-03	4,43E-04	6,183
	2030	5,881	7,83E-03	4,43E-04	6,183
	2040	5,881	7,83E-03	4,43E-04	6,183
	2050	5,117	6,81E-03	3,85E-04	5,379
	NGCC	2000-2005	1,230	3,68E-03	7,20E-04
2010		1,070	3,20E-03	6,26E-04	1,332
2020		1,070	3,20E-03	6,26E-04	1,332
2030		1,070	3,20E-03	6,26E-04	1,332
2040		1,070	3,20E-03	6,26E-04	1,332
2050		1,070	3,20E-03	6,26E-04	1,332
NGCC sec CO ₂		2000-2005	1,230	3,68E-03	7,20E-04

*Los costes externos en los modelos energéticos globales de optimización.
Una herramienta para la sostenibilidad*

	2010	0,923	2,76E-03	5,40E-04	1,148
	2020	0,923	2,76E-03	5,40E-04	1,148
	2030	0,923	2,76E-03	5,40E-04	1,148
	2040	0,923	2,76E-03	5,40E-04	1,148
	2050	0,923	2,76E-03	5,40E-04	1,148
Torre solar	2000-2005	16,29	4,30E-02	2,95E-04	17,28
	2010	11,08	2,92E-02	2,00E-04	11,75
	2020	10,74	2,83E-02	1,94E-04	11,40
	2030	8,487	2,24E-02	1,53E-04	9,005
	2040	8,487	2,24E-02	1,53E-04	9,005
	2050	8,487	2,24E-02	1,53E-04	9,005
Disco parabólico	2000-2005	9,676	2,55E-02	1,41E-04	10,26
	2010	8,031	2,12E-02	1,17E-04	8,513
	2020	7,870	2,08E-02	1,15E-04	8,342
	2030	7,320	1,93E-02	1,07E-04	7,758
	2040	6,807	1,80E-02	9,91E-05	7,215
	2050	6,331	1,67E-02	9,21E-05	6,710
Eólica terrestre	2000-2005	6,460	2,00E-02	7,00E-05	6,902
	2010	4,974	1,54E-02	5,39E-05	5,314
	2020	4,527	1,40E-02	4,90E-05	4,836
	2030	4,300	1,33E-02	4,66E-05	4,594
	2040	4,300	1,33E-02	4,66E-05	4,594
	2050	4,300	1,33E-02	4,66E-05	4,594
Eólica marina	2000-2005	7,363	1,61E-02	1,84E-04	7,758
	2010	6,700	1,47E-02	1,67E-04	7,060
	2020	6,365	1,39E-02	1,59E-04	6,707
	2030	6,174	1,35E-02	1,54E-04	6,506
	2040	6,051	1,32E-02	1,51E-04	6,376
	2050	5,869	1,28E-02	1,47E-04	6,184
Fisión nuclear	2000-2005	1,470	2,78E-03	4,10E-05	1,541
	2010	1,250	2,36E-03	3,49E-05	1,310
	2020	1,250	2,36E-03	3,49E-05	1,310
	2030	1,250	2,36E-03	3,49E-05	1,310
	2040	1,250	2,36E-03	3,49E-05	1,310
	2050	1,250	2,36E-03	3,49E-05	1,310
Fusión	2050				3,63*
Combustión de biomasa	2000-2005	1,924	2,31E-02	3,87E-05	2,420
	2010	1,664	1,99E-02	3,35E-05	2,093
	2020	1,298	1,56E-02	2,61E-05	1,633
	2030	1,129	1,35E-02	2,27E-05	1,421
	2040	1,129	1,35E-02	2,27E-05	1,421
	2050	1,129	1,35E-02	2,27E-05	1,421
Gasificación de biomasa	2000-2005	22,88	2,87E-02	8,61E-04	23,75
	2010	14,30	1,79E-02	5,38E-04	14,85
	2020	8,295	1,04E-02	3,12E-04	8,610

	2030	7,092	8,90E-03	2,67E-04	7,362
	2040	7,092	8,90E-03	2,67E-04	7,362
	2050	7,092	8,90E-03	2,67E-04	7,362
Fotovoltaica	2000-2005	42,48	9,78E-02	3,53E-04	44,65
	2010	41,21	9,49E-02	3,42E-04	43,31
	2020	31,88	6,96E-02	2,31E-04	33,41
	2030	25,75	5,16E-02	1,45E-04	26,88
	2040	24,98	5,01E-02	1,41E-04	26,07
	2050	24,23	4,86E-02	1,36E-04	25,29
Geotérmica	2000-2005	-	-	-	-
	2010	-	-	-	-
	2020	-	-	-	-
	2030	-	-	-	-
	2040	-	-	-	-
	2050	-	-	-	-
Hidráulica	2000-2005	-	-	-	-
	2010	-	-	-	-
	2020	-	-	-	-
	2030	-	-	-	-
	2040	-	-	-	-
	2050	-	-	-	-

*Emisiones para todo el ciclo de vida (Lechón, 2005)

Tabla 16. Factores de emisión de la construcción y desmantelamiento de las instalaciones

Anexo II. Costes directos

	PFBC	IGCC	IGCC con sec. CO ₂	NGCC	NGCC con sec. CO ₂
2000	5,51	4,12	5,22	3,47	4,98
2010	5,33	3,96	5,00	4,10	5,54
2020	4,99	3,67	4,52	4,22	5,56
2030	5,06	3,48	4,58	4,37	5,74
2040	5,12	3,50	4,64	4,53	5,90
2050	5,18	3,55	4,62	4,58	5,96
	Torre solar	Discos parabólicos	Eólica terrestre	Eólica marina	Combustión de biomasa
2000	10,54	7,45	3,47	5,52	6,08
2010	4,79	5,89	2,59	4,43	5,99
2020	3,90	5,06	2,09	3,43	4,98
2030	2,56	4,42	1,93	3,43	4,59
2040	2,56	4,42	1,93	3,43	4,59
2050	2,56	4,42	1,93	3,43	4,59
	Gasificación de biomasa	Fotovoltaica	Geotérmica	Hidráulica	Nuclear avanzada
2000	6,12	30,17	4,65	2,76	2,76
2010	6,10	22,17	2,76	2,74	2,74
2020	4,46	11,22	2,49	2,71	2,71
2030	3,88	7,99	2,31	2,71	2,71
2040	3,88	6,07	2,31	2,71	2,71
2050	3,88	6,07	2,31	2,71	2,71
	Fusión				
2000					
2010					
2020					
2030					
2040					
2050	5,33				

Tabla 17. Costes directos de las tecnologías eléctricas en cEuro/kWh

Anexo III. Costes externos

	PFBC	IGCC	IGCC con sec. CO ₂	NGCC	NGCC con sec. CO ₂
2000	2,257	1,700	0,406	0,916	0,282
2010	2,231	1,518	0,336	0,855	0,277
2020	1,848	1,460	0,322	0,855	0,276
2030	1,848	1,365	0,320	0,855	0,275
2040	1,848	1,355	0,273	0,855	0,271
2050	1,848	1,307	0,251	0,855	0,271
	Torre solar	Discos parabólicos	Eólica terrestre	Eólica marina	Combustión de biomasa
2000	0,036	0,024	0,013	0,015	0,132
2010	0,025	0,020	0,010	0,013	0,120
2020	0,024	0,020	0,009	0,013	0,097
2030	0,019	0,018	0,009	0,012	0,089
2040	0,019	0,017	0,009	0,012	0,089
2050	0,019	0,016	0,009	0,012	0,089
	Gasificación de biomasa	Fotovoltaica	Geotérmica	Hidráulica	Nuclear avanzada
2000	0,132	0,085	0,150	0,078	0,011
2010	0,086	0,082	0,122	0,078	0,009
2020	0,051	0,063	0,122	0,078	0,009
2030	0,044	0,051	0,122	0,078	0,009
2040	0,044	0,050	0,122	0,078	0,009
2050	0,044	0,048	0,122	0,078	0,009
	Fusión				
2000					
2010					
2020					
2030					
2040					
2050	0,007				

Tabla 18. Costes externos según la opción *conservadora* (19€/tCO_{2eq}) en cEuro/kWh

	PFBC	IGCC	IGCC con sec. CO ₂	NGCC	NGCC con sec. CO ₂
2000	11,212	8,449	2,016	4,550	1,403
2010	10,711	7,287	1,612	4,107	1,328
2020	8,224	6,494	1,432	3,806	1,226
2030	7,540	5,570	1,305	3,490	1,122
2040	6,874	5,040	1,016	3,182	1,006
2050	6,244	4,418	0,847	2,890	0,914
	Torre solar	Discos parabólicos	Eólica terrestre	Eólica marina	Combustión de biomasa
2000	0,180	0,118	0,065	0,073	0,657
2010	0,120	0,098	0,048	0,065	0,577
2020	0,106	0,087	0,041	0,057	0,432
2030	0,078	0,075	0,036	0,051	0,364
2040	0,071	0,065	0,032	0,045	0,331
2050	0,064	0,055	0,029	0,040	0,301
	Gasificación de biomasa	Fotovoltaica	Geotérmica	Hidráulica	Nuclear avanzada
2000	0,655	0,421	0,747	0,387	0,054
2010	0,415	0,395	0,585	0,374	0,044
2020	0,228	0,283	0,542	0,346	0,041
2030	0,180	0,208	0,497	0,318	0,037
2040	0,164	0,184	0,453	0,290	0,034
2050	0,149	0,162	0,411	0,263	0,031
	Fusión				
2000					
2010					
2020					
2030					
2040					
2050	0,023				

Tabla 19. Costes externos según la opción evolutiva (de 94,4 a 64,2€/tCO_{2eq}) en cEuro/kWh

Anexo IV. Costes totales. Aproximación estática

	PFBC	IGCC	IGCC con sec. CO ₂	NGCC	NGCC con sec. CO ₂
2000	7,768	5,816	5,623	4,386	5,258
2010	7,562	5,478	5,340	4,957	5,821
2020	6,843	5,130	4,844	5,079	5,833
2030	6,905	4,846	4,901	5,230	6,012
2040	6,967	4,856	4,914	5,381	6,174
2050	7,029	4,861	4,874	5,432	6,229
	Torre solar	Discos parabólicos	Eólica terrestre	Eólica marina	Combustión de biomasa
2000	10,575	7,475	3,484	5,534	6,212
2010	4,819	5,911	2,599	4,446	6,105
2020	3,920	5,077	2,101	3,444	5,074
2030	2,578	4,439	1,935	3,444	4,678
2040	2,578	4,438	1,935	3,444	4,678
2050	2,578	4,437	1,935	3,443	4,678
	Gasificación de biomasa	Fotovoltaica	Geotérmica	Hidráulica	Nuclear avanzada
2000	6,252	30,254	4,797	2,842	3,131
2010	6,184	22,250	2,877	2,816	2,955
2020	4,513	11,280	2,613	2,789	2,754
2030	3,922	8,039	2,434	2,789	2,740
2040	3,922	6,118	2,434	2,789	2,740
2050	3,922	6,116	2,434	2,789	2,740
	Fusión				
2000					
2010					
2020					
2030					
2040					
2050	5,339				

Tabla 20. Costes totales según la opción *conservadora* (19€/tCO_{2eq}) en cEuro/kWh

	PFBC	IGCC	IGCC con sec. CO ₂	NGCC	NGCC con sec. CO ₂
2000	16,723	12,565	7,233	8,020	6,378
2010	16,042	11,247	6,617	8,208	6,873
2020	13,218	10,165	5,954	8,030	6,783
2030	12,597	9,051	5,886	7,864	6,860
2040	11,993	8,541	5,656	7,708	6,910
2050	11,425	7,971	5,470	7,467	6,873
	Torre solar	Discos parabólicos	Eólica terrestre	Eólica marina	Combustión de biomasa
2000	10,719	7,569	3,536	5,593	6,737
2010	4,913	5,989	2,637	4,497	6,562
2020	4,002	5,145	2,133	3,488	5,409
2030	2,637	4,496	1,962	3,482	4,952
2040	2,630	4,485	1,959	3,477	4,920
2050	2,623	4,476	1,956	3,471	4,890
	Gasificación de biomasa	Fotovoltaica	Geotérmica	Hidráulica	Nuclear avanzada
2000	6,775	30,590	5,393	3,151	3,174
2010	6,512	22,563	3,340	3,112	2,990
2020	4,689	11,499	3,033	3,058	2,785
2030	4,057	8,196	2,809	3,029	2,769
2040	4,042	6,253	2,765	3,001	2,765
2050	4,027	6,231	2,723	2,974	2,762
	Fusión				
2000					
2010					
2020					
2030					
2040					
2050	5,355				

Tabla 21. Costes totales según la opción evolutiva (de 94,4 a 64,2€/tCO₂eq) en cEuro/kWh

Anexo V. Cuadro resumen de casos y escenarios analizados

Caso Base	Caso de referencia, sin internalización
Caso I₁	Caso de internalización con las externalidades según la opción <i>conservadora</i>
Caso I₂	Caso de internalización con las externalidades según la opción <i>evolutiva</i>
Caso S₁	Caso de internalización con las externalidades según la opción <i>conservadora</i> y tasas en los otros sectores de la economía
Caso S₂	Caso de internalización con las externalidades según la opción <i>evolutiva</i> y tasas en los otros sectores de la economía
Caso T₁	Escenario de tasas iguales a las externalidades según la opción <i>conservadora</i>
Caso T₂	Escenario de tasas iguales a las externalidades según la opción <i>evolutiva</i>
Caso C₁	Escenario de tasas iguales a las externalidades según la opción <i>conservadora</i> + tecnologías de captura de CO ₂ + bosques como sumidero
Caso C₂	Escenario de tasas iguales a las externalidades según la opción <i>evolutiva</i> + tecnologías de captura de CO ₂ + bosques como sumidero
Caso A₁	Escenario de tasas iguales a las externalidades según la opción <i>conservadora</i> + tecnologías de captura de CO ₂ sin bosques como sumidero
Caso A₂	Escenario de tasas iguales a las externalidades según la opción <i>evolutiva</i> + tecnologías de captura de CO ₂ sin bosques como sumidero
Caso P₁	Escenario de primas a las tecnologías renovables de 4ceuro/kWh
Caso P₂	Escenario de primas a las tecnologías renovables de 20ceuro/kWh
Caso N	Escenario de moratoria nuclear

Tabla 22. Cuadro resumen de casos y escenarios analizados

Índice de figuras

Figura 1. Estado sostenible.....	9
Figura 2. Costes marginales sociales y privados.....	27
Figura 3. Coste total de la energía.....	28
Figura 4. Punto de equilibrio del mercado.....	38
Figura 5. Óptimo de Pareto.....	39
Figura 6. Excedentes de producción y consumo.....	40
Figura 7. Representación general de un SER.....	42
Figura 8. Concentrador cilindro-parabólico.....	46
Figura 9. Sistema de torre.....	47
Figura 10. Disco parabólico.....	48
Figura 11. Célula, módulo y panel fotovoltaicos.....	50
Figura 12. Reacción de fisión.....	57
Figura 13. Cronograma de la evolución de los reactores nucleares.....	59
Figura 14. Reacción de fusión.....	60
Figura 15. Esquema de una planta de fusión del tipo tokamak.....	61
Figura 16. Ruta de impacto.....	67
Figura 17. Sistema energético de Referencia para una región del modelo <i>EFDA-TIMES</i>	73
Figura 18. Ejemplo de plantilla.....	75
Figura 19. Ejemplo de SubRes_B-NewTechs.....	76
Figura 20. Navegador de VEDA-FE.....	77
Figura 21. Ventana de ejecución del modelo en VEDA-FE.....	77
Figura 22. Ventana de definición de tablas en <i>VEDA-BE</i>	77
Figura 23. Costes de generación eléctrica para las distintas tecnologías de 2000 a 2050... 84	84
Figura 24. Nivel óptimo de tasa.....	88
Figura 25. Costes externos directos en cEuro/kWh, opción <i>conservadora</i>	93
Figura 26. Costes externos directos en cEuro/kWh, opción <i>evolutiva</i>	94
Figura 27. Costes externos indirectos totales de las tecnologías fósiles y nucleares, OC... 95	95
Figura 28. Costes externos indirectos totales de las tecnologías renovables, OC.....	95
Figura 29. Costes externos indirectos totales de las tecnologías fósiles y nucleares, OE... 96	96
Figura 30. Costes externos indirectos totales de las tecnologías renovables, OE.....	97
Figura 31. Costes externos totales de todas las tecnologías, OC.....	97
Figura 32. Costes externos totales de todas las tecnologías, OE.....	98
Figura 33. Costes externos totales de las tecnologías renovables y nucleares, OC.....	99
Figura 34. Costes externos totales de las tecnologías renovables y nucleares, OE.....	99
Figura 35. Evolución de los costes totales de generación eléctrica, 19€/tCO _{2eq}	100
Figura 36. Evolución de los costes totales de generación eléctrica, 91,23-64,20€/tCO _{2eq} .	101
Figura 37. Producción de electricidad Caso <i>Base</i>	105
Figura 38. Producción de electricidad Caso <i>l</i> ₁	106
Figura 39. Producción de electricidad Caso <i>l</i> ₂	107
Figura 40. Indicador de Sostenibilidad IS ₁ , casos <i>base</i> , <i>l</i> ₁ e <i>l</i> ₂	108
Figura 41. Indicador de Sostenibilidad IS ₂ , casos <i>base</i> , <i>l</i> ₁ e <i>l</i> ₂	109
Figura 42. Indicador de Sostenibilidad IS ₃ , casos <i>base</i> , <i>l</i> ₁ e <i>l</i> ₂	109
Figura 43. Indicador de Sostenibilidad IS ₄ , casos <i>base</i> e <i>l</i> ₁	110
Figura 44. Indicador de Sostenibilidad IS ₄ , caso <i>l</i> ₂	110
Figura 45. Indicador de Sostenibilidad IS ₅ , casos <i>base</i> , <i>l</i> ₁ e <i>l</i> ₂	111
Figura 46. Indicador de Sostenibilidad IS ₆ , casos <i>base</i> , <i>l</i> ₁ e <i>l</i> ₂	112
Figura 47. Indicador de Sostenibilidad IS ₇ , casos <i>base</i> , <i>l</i> ₁ e <i>l</i> ₂	112
Figura 48. Indicador de sostenibilidad IS ₈ , casos <i>base</i> , <i>l</i> ₁ e <i>l</i> ₂	113
Figura 49. Producción de electricidad Caso <i>S</i> ₁	114
Figura 50. Producción de electricidad Caso <i>S</i> ₂	115
Figura 51. Indicador de Sostenibilidad IS ₁ , casos <i>S</i> ₁ y <i>S</i> ₂	116
Figura 52. Indicador de Sostenibilidad IS ₂ , casos <i>S</i> ₁ y <i>S</i> ₂	116
Figura 53. Indicador de Sostenibilidad IS ₃ , casos <i>S</i> ₁ y <i>S</i> ₂	117
Figura 54. Indicador de Sostenibilidad IS ₄ , caso <i>S</i> ₁	118
Figura 55. Indicadores de sostenibilidad IS ₄ , casos <i>l</i> ₂ y <i>S</i> ₂	119
Figura 56. Indicador de Sostenibilidad IS ₆ , casos <i>S</i> ₁ y <i>S</i> ₂	120
Figura 57. Indicador de Sostenibilidad IS ₇ , casos <i>S</i> ₁ y <i>S</i> ₂	120

Figura 58. Indicador de sostenibilidad IS_8 , casos <i>base</i> , I_1 , I_2 , S_1 y S_2	121
Figura 59. Producción de electricidad Caso T_1	122
Figura 60. Producción de electricidad Caso T_2	123
Figura 61. Indicador de sostenibilidad IS_8 , casos <i>base</i> , I_1 , I_2 , T_1 y T_2	125
Figura 62. Producción de electricidad para los casos con tasas y secuestro de CO_2	126
Figura 63. Producción de electricidad en los casos con primas	130
Figura 64. Indicador de sostenibilidad IS_2 , casos de primas y caso <i>base</i>	131
Figura 65. Indicador de sostenibilidad IS_7 , casos de primas y caso <i>base</i>	131
Figura 66. Producción de electricidad en el caso de una moratoria nuclear	132

Índice de tablas

Tabla 1. Indicadores de sostenibilidad relacionados con la energía	13
Tabla 2. Diseños teóricos de reactores de la <i>Generación IV</i>	59
Tabla 3. Año previsto de puesta en marcha de los nuevos diseños de reactor nuclear	60
Tabla 4. Regiones y sectores de estudio del modelo <i>EFDA-TIMES</i>	73
Tabla 5. Principales fuentes de datos económicos y tecnológicos	82
Tabla 6. Nuevas tecnologías	85
Tabla 7. Daños marginales de las emisiones de gases de efecto invernadero en ECU/t.....	89
Tabla 8. Costes marginales de las emisiones de gases de efecto invernadero	89
Tabla 9. Costes de los impactos del cambio climático	90
Tabla 10. Costes medioambientales de las emisiones de CO ₂ en \$/t CO ₂	91
Tabla 11. Costes medioambientales de las emisiones de GEI en €/t.....	92
Tabla 12. Periodos de ejecución del modelo	102
Tabla 13. Tarifas, primas e incentivos para el régimen especial.....	129
Tabla 14. Factores de emisión de la producción de electricidad.....	153
Tabla 15. Factores de emisión de la obtención del combustible	154
Tabla 16. Factores de emisión de la const. y desmant.de las instalaciones	156
Tabla 17. Costes directos de las tecnologías eléctricas en cEuro/kWh.....	157
Tabla 18. Costes externos según la opción <i>conservadora</i> (19€/tCO _{2eq})	159
Tabla 19. Costes externos según la opción evolutiva (de 94,4 a 64,2€/tCO _{2eq})	160
Tabla 20. Costes totales según la opción <i>conservadora</i> (19€/tCO _{2eq}) en cEuro/kWh.....	161
Tabla 21. Costes totales según la opción evolutiva (de 94,4 a 64,2€/tCO _{2eq})	162
Tabla 22. Cuadro resumen de casos y escenarios analizados	163