

UN NUEVO MODELO ENERGÉTICO PARA ESPAÑA

RECOMENDACIONES PARA UN FUTURO SOSTENIBLE

GRUPO DE TRABAJO DE LA FUNDACIÓN IDEAS
PARA EL PROGRESO SOBRE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

INFORME · 20 DE MAYO DE 2009

www.fundacionideas.es





Autores

Los autores de los capítulos del informe son:

Marcel Coderch Collell, Miembro del Consejo Asesor para el desarrollo sostenible de la Generalitat de Cataluña

Rolando Fuentes Bracamontes, Fellow de la London School of Economics, Department of Geography & Environment

Xavier García Casals, Dr. Ingeniero aeronáutico y Consultor

Lara Lázaro Touza, Fellow de la London School of Economics, Department of Geography & Environment

Arjun Makhijani, Ph.D.; Presidente del Institute for Energy and Environmental Research (IEER)

José Luis Manzano Seco, Ingeniero industrial y Presidente de Electricia (Compañía eléctrica para el desarrollo sostenible)

Jeremy Rifkin, Presidente de la Foundation on Economic Trends

Valeriano Ruiz Hernández, Catedrático de Termodinámica de la Universidad de Sevilla

Heikki Willstedt Mesa, Experto en Energía y Cambio Climático

Junto a los autores han participado en las discusiones del grupo de trabajo:

Álvaro Abril Aparicio

Carlos Bravo Villa

Jesús Caldera Sánchez-Capitán

Javier García Brea

Hugo Morán Fernández

Fernando Martínez Salcedo

Alejandro Moratilla Torregrosa

Carlos Mulas-Granados

Paco Rojas Martín

Johannes von Stritzky

Índice

Resumen ejecutivo	1
1 Debilidades del actual modelo energético y una visión de futuro	9
2 La energía nuclear, un obstáculo para el pleno desarrollo de las energías renovables	27
2.1 La energía nuclear no es una opción de futuro	27
2.2 El coste de la energía nuclear y el problema de los residuos	55
2.3 Ocho razonamientos en contra del uso de la energía nuclear en el mundo	77
3 Escenarios para un modelo basado en los 100% de energías renovables en 2050	81
4 Ideas para un transporte sin petróleo en 2050	115
5 Implicaciones económicas del nuevo modelo: más y mejores empleos y mercados internacionales	129
6 Recomendaciones a los poderes públicos y a los ciudadanos	149
6.1 Recomendaciones políticas	149
6.2 Responsabilidad ciudadana a través del ahorro de energía	151

Glosario

AEC: Atomic Energy Commission

AGR: Advanced Gas Reactor

ANDRA: Agence nationale pour la Gestion des Déchets radioactifs (France's National Radioactive Waste Management Agency)

BAU: Business as usual

bc: Barras de central

BCG: Boston Consulting Group

BOE: Boletín Oficial del Estado

C-22: Una aleación compuesta principalmente de níquel, cromo y molibdeno pensado para envasar residuos de carburantes y basura altamente tóxica.

CAES: Compressed Air Energy Storage

CC: Carbon Capture

CCAA: Comunidades Autónomas

CCOO: Comisiones Obreras

CEO: Chief Executive Officer

CF: Factor de Capacidad

CFR: Council on Foreign Relations

c/kWhe: Céntimos de dólar por kilovatio-hora eléctrico

CNAE: Clasificación Nacional de Actividades Económicas

CNE: Comisión Nacional de Energía

CORES: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

CTC: Costes de Transición a la Competencia

CTE: Código Técnico de la Edificación

CWIP: Construction Work in Progress

Dbc: Demanda e barras de central

DCE: Deficit Cost Estimate

DOE: Departamento de Energía

E4: Estrategia Española de Eficiencia Energética

EBR: Experimental Breeder Reactor

EBS: Engineered Barrier System

EC: European Commission

EDF: Electricité De France
EDZ: Excavation Damaged Zone
EERR: Energía Renovables
EIA: Energy Information Administration
EP: Energía primaria
EPA: Energy Policy Act
EPR: European Pressurized Reactor
FEST: Fondo Especial para la Sostenibilidad en el Transporte
FPL: Florida Power&Light
FSOC: Fractional State of Charge
FV: Fotovoltaica
GAO: Government Accountability Office
GDP: Gross Domestic Product
GEI: Gases de Efecto Invernadero
GLP: Gases Licuados del Petróleo
GNEP: Global Nuclear Energy Partnership
GtC: Gigatoneladas de Carbono
GW: Gigavatio
GW/a: Gigavatios al año
GWe: Gigavatios eléctricos
HDR: Hot Dry Rock
I+D: Investigación y Desarrollo
I+D+i: Investigación + Desarrollo + Innovación tecnológica
IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEA: International Energy Agency
IEER: Institute for Energy and Environmental Research
INE: Instituto Nacional de Estadística
IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change
ISTAS: Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud
IU: Izquierda Unida
ktep: Kilotonelada
kW: Kilovatio
kWh: Kilovatio hora

kWh/p-d: Kilovatio hora por persona y día
Mhab: Millones de habitantes
MIT: Massachusetts Institute of Technology
MITYC: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
MOX: Mixed Oxide. Combustible nuclear mezcla de uranio y plutonio
mrem: Millirem
MtCO₂: Millones de toneladas de CO₂
Mtep: Millonenes de toneladas equivalente de Petróleo
MWe: Megavatios eléctricos
ND: Dato no disponible
NEI: Nuclear Energy Institute
NRC: Nuclear Regulatory Commission
NREL: National Renewable Energy Laboratory
NWTRB: Nuclear Waste Technical Review Board
O&M: Operations and Maintenance
PAE₄: Plan de Ahorro de la Estrategia Española de Eficiencia Energética
PAEE 2008-2012: Plan de Ahorra y Eficiencia energética
P_{bio}: Potencia de biomasa
PER: Plan de Energías Renovables
PEF: Progress Energy Florida
PIB: Producto Interno Bruto
P/P_{max}: Cociente entre la potencia instantánea y la máxima a lo largo del año
PP: Partido Popular
PSOE: Partido Socialista Obrero de España
PWR: Pressurized Water Reactor
RD: Real Decreto
REE: Red Eléctrica de España
SGE: Secretaría General de Energía
SIT: Sistema Integrado de Transporte
SM: Múltiplo solar
STUK: Säteilyturvakeskus (Finland's Radiation and Nuclear Safety Authority)
TMI: Three Mile Island
TNP: Tratado de No Proliferación Nuclear

TVA: Tennessee Valley Authority

TVO: Teollisuuden Voima Oyj – Compañía eléctrica finlandesa que construye la nueva central nuclear

TWh/a: Teravatio hora al año

V2G: Vehicle to grid

WEO: World Energy Outlook

WETO-H2: World Energy Technology Outlook – 2050 (Comisión Europea – Directorado para la Investigación)

Wh/km: Vatios/hora/kilómetro

WNA: World Nuclear Association

YM: Yucca Mountain

Resumen ejecutivo

España, al igual que el resto de países del mundo, se enfrenta al enorme desafío histórico que supone el cambio climático y el agotamiento de los combustibles fósiles en las próximas décadas. España no puede mirar hacia otro lado y debe liderar las respuestas europeas para responder a estos retos. Debemos tener en cuenta que las decisiones que tomemos hoy van a afectar de una manera definitiva al futuro de muchas generaciones de ciudadanos y debemos tomarlas a partir de un debate público, profundo y transparente.

En este contexto surgen opiniones de todo tipo, no siempre bien informadas, y casi siempre parciales. Pero la sostenibilidad de nuestro modelo económico es una cuestión fundamental que debe ser abordada desde una perspectiva global, partiendo de un análisis objetivo, estudiando todas las variables que afectan a la problemática energética española y mundial.

El mundo necesita un modelo energético basado en la idea de “desarrollo sostenible”, que cubra las necesidades del presente sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades. España debe consolidar su liderazgo tecnológico en energías renovables en el tránsito hacia ese nuevo modelo, y debe convertirse en un ejemplo mundial sobre la viabilidad de la economía sostenible entre los países más avanzados del planeta.

Además, la transformación del modelo productivo español en un modelo de economía sostenible será clave para garantizar que la recuperación económica es sólida y duradera, por todo ello la Fundación Ideas ha convocado a un grupo de expertos españoles e internacionales¹ para elaborar un informe que, desde una visión global y realista del sistema energético español, ofrezca luz sobre la situación del modelo energético actual y señale las claves para realizar la transición hacia un nuevo modelo energético moderno y sostenible.

Un modelo actual insostenible

El modelo energético actual es insostenible por su elevado nivel de consumo y de emisiones contaminantes, tal y como señala en sus informes la Agencia Internacional de la Energía. Se hace necesaria una reflexión por parte de la sociedad española y mundial que permita concebir un nuevo modelo energético orientado a garantizar el suministro de energía al mismo tiempo que se protege el medio ambiente.

Sin lugar a dudas, estamos ante el fin de una era, la de los combustibles fósiles, y estamos ante el comienzo de una nueva Revolución Industrial protagonizada por las energías renovables.

El modelo español se caracteriza por sufrir una enorme dependencia en la obtención de los combustibles fósiles que llegan desde el mercado exterior hasta en un 90 % del total consumido, lo que nos condena a sufrir de una manera permanente los vaivenes del mercado internacional de crudo y de gas natural. Si España quiere ser un actor relevante en la comunidad internacional debe acabar con esa dependencia energética tan abrumadora y apostar por su mercado interior de energías renovables.

La dependencia en la obtención de recursos energéticos nos convierte en un país altamente vulnerable, pero este no es el único problema de las fuentes de energía convencionales. Todos los estudios más relevantes

¹ Los autores del Informe son: Marcel Coderch, Valeriano Ruiz, Arjun Makhijani, Jeremy Rifkin, Lara Lázaro, Rolando Fuentes, José Luis Manzano, Heikki Willstedt y Xavier García Casals. El grupo también ha recibido las contribuciones de otros expertos en reuniones sucesivas celebradas durante los meses de Marzo, Abril y Mayo de 2009. Todo el trabajo se ha desarrollado bajo la coordinación e impulso de Jesús Caldera, Carlos Mulas-Granados, Johannes von Stritzky y Francisco Rojas en la Fundación Ideas.

muestran un panorama realmente pesimista respecto a las reservas de las principales fuentes energéticas. De continuar apostando por el modelo energético actual, las principales reservas de petróleo, gas natural y uranio mundiales se agotarán en cuestión de décadas. Por tanto ya no es una cuestión de preferencias en cuanto al modelo energético por el que apostar, sino que se trata de una cuestión de previsión económica para garantizar el suministro energético futuro y la sostenibilidad del planeta tal y como lo conocemos hoy.

En este contexto han surgido algunas voces que ven en la energía nuclear la solución ideal para estos problemas. Sin embargo, la energía nuclear sigue presentando interrogantes que desaconsejan su utilización masiva. Los más importantes son la escasez de uranio para abastecer la demanda mundial a medio plazo, el problema del almacenamiento de los residuos a miles de años vista y las cuestiones de seguridad y proliferación nuclear. Asimismo, el enorme coste de construcción de las centrales, de hasta 7.000 millones de euros en la última planta que se está instalando en Finlandia, requiere que el Estado intervenga de una manera directa para obtener la gigantesca inversión necesaria.

La energía nuclear no puede constituir en sí misma una solución de futuro que garantice el suministro y los criterios medioambientales de una manera sostenible. Es probable que ni siquiera sea posible reemplazar los reactores actualmente en funcionamiento por otros de una nueva generación para cuando aquellos hayan finalizado sus vidas útiles, que con toda seguridad será antes de mediados de siglo.

Energías renovables: una realidad dinámica e innovadora en España

Los últimos cinco años han sido suficientes para demostrar que la apuesta política y empresarial por este sector en España no es ninguna quimera. En poco tiempo las energías renovables han conseguido consolidarse y demostrar que poseen unas enormes potencialidades medioambientales, económicas e industriales en nuestro país. El incremento de su contribución al mix energético español ha sido exponencial. Hace unos años, muy pocos expertos preveían este avance tan importante, pero la realidad de los datos se está imponiendo. Aún así, hoy en día todavía existen voces que no confían en el futuro de este sector. Prefieren mirar hacia otro lado, hacia el pasado. No quieren ver que no existe otro futuro que el de las energías renovables y que éstas ya son una imparable realidad en España.

España cuenta con uno de los sectores de energías renovables más desarrollados y dinámicos del mundo, somos líder a nivel mundial, en producción e innovación tecnológica. Se trata de un sector exportador que está sirviendo como modelo a seguir por algunas de las potencias más importantes del mundo, incluido los EEUU de Obama.

Los datos oficiales muestran el importante impacto económico e industrial que están teniendo las energías renovables en España. Este sector emplea hoy a 175.000 personas en nuestro país. El 82% son empleos con contratos indefinidos, lo que le convierte en uno de los sectores más estables y productivos de la economía, y lo es mucho más desde el punto de vista laboral en comparación con el sector de las energías convencionales.

Además, es importante señalar que el potencial de generación de empleo y la penetración en los mercados internacionales de las empresas españolas de energías renovables, colocan a estas energías en una posición muy superior con respecto a las energías convencionales o la energía nuclear, a la hora de definir el modelo energético de futuro.

Un nuevo modelo energético para España hasta 2050

La Fundación Ideas propone en este estudio un nuevo modelo energético para España, libre de emisiones de CO₂ y libre de energía nuclear en 2050, que sea capaz de cubrir el 100% de nuestras necesidades energéticas con energías renovables.

Como demuestran las diferentes simulaciones realizadas por los autores del informe, España dispone de recursos más que suficientes para trabajar decididamente en la dirección de reconfigurar nuestro sistema de generación eléctrica hacia un sistema basado exclusivamente en las energías renovables. Para ello contamos con instrumentos muy variados, tanto del lado de la generación como de la demanda, cuya puesta en escena a tiempo nos permitirá tanto acomodar la transición a los cortos tiempos de respuesta disponibles, como acotar los costes del sistema energético resultante. La única barrera importante a superar es la de ser capaces de establecer y mantener en el tiempo un contexto favorable para potenciar el rápido crecimiento de estas tecnologías, mediante una legislación que le proporcione estabilidad a largo plazo.

Si se puede cubrir la demanda eléctrica exclusivamente con energías renovables o no es una cuestión que consideramos totalmente fuera de duda a la vista del potencial disponible, los análisis desarrollados, y las herramientas existentes para hacer viables los distintos mix de generación considerados. La discusión se centra más bien sobre distintas consideraciones específicas de estos mix de generación, que condicionan los planteamientos políticos y regulatorios adecuados para potenciar su desarrollo en el corto espacio de tiempo disponible para reencauzar nuestro sistema energético hacia una senda de sostenibilidad.

En este trabajo, hemos optado por desarrollar escenarios de cobertura de la demanda eléctrica con energías renovables para tres escenarios de demanda eléctrica (demanda alta, media y baja), dentro de cuya horquilla se recogen todas las posibilidades de evolución de la demanda eléctrica hasta el año 2050 en nuestro país. Es decir, aunque España siguiera consumiendo energía a las altas tasas actuales, y considerando diferentes escenarios de crecimiento de la población y de la actividad económica, no habría ningún problema en cubrir esa demanda con energías renovables si el desarrollo de estas fuentes de energías recibe el impulso adecuado.

Los mix de generación basados en energías renovables presentados en este informe pueden entenderse como una aproximación conservadora en el sentido de que presuponen una penetración limitada de los elementos de gestión de la demanda e imponen una mínima diversidad de la estructura del mix de generación, por lo que podría llegarse a configuraciones del sistema eléctrico basado en renovables con menores necesidades de potencia instalada.

Los escenarios desarrollados en este estudio nos muestran que, para el escenario medio de demanda, las energías renovables podrían sustituir la generación de energía nuclear actual en menos de una década y sin necesidad de aumentar el consumo de combustible fósil. Sin embargo, la eliminación total del uso de combustibles fósiles en el sistema de generación eléctrica depende fuertemente de los mecanismos de flexibilidad por el lado de la generación introducidos a lo largo del proceso de desarrollo del mix de generación basado en energías renovables para el año 2050.

La electrificación en base renovable del transporte en España para 2050 es un reto que puede convertirse en una oportunidad de desarrollo económico con proyección nacional e internacional si se consigue poner en valor los conocimientos y la capacidad industrial y de innovación existente en el país en sectores clave como son el de las energías renovables y el de la automoción; especialmente el de los componentes necesarios para posibilitar el funcionamiento del transporte en base a electricidad renovable. Para ello sería necesaria la creación de un cluster tecnológico-industrial que desarrolle este potencial, respaldado por una importante dotación financiera para investigación, desarrollo y despliegue.

Los coches eléctricos son un complemento necesario para equilibrar el sistema eléctrico 100% renovable. Con un despliegue adecuado, temprano y sostenido en el tiempo de una plataforma tecnológica de electricidad y motor eléctrico, se puede conseguir una movilidad basada en energías renovables autóctonas dentro del horizonte temporal de este documento, el año 2050.

Pero tal vez, uno de los factores más importantes de la apuesta del nuevo modelo energético para nuestro país es el industrial y laboral. Las energías renovables crean más empleo que las energías convencionales. Dependiendo del escenario de demanda analizado, la transición hacia el nuevo modelo energético podría crear entre 292.531 y 1.188.871 puestos de trabajo. Estos puestos de trabajo además son más estables y requieren más cualificación en comparación con los empleos creados en sectores energéticos convencionales.

El nuevo modelo energético supone una oportunidad histórica para el cambio del sistema económico español. De continuar el nivel de desarrollo de las energías renovables en Europa como hasta el momento, España podría acceder a un mercado potencial de entre 2 y 8 billones de euros.

El marco regulatorio, con iniciativas de mandato y control, además de las tarifas eléctricas, los esquemas de primas, las exenciones fiscales, y el acceso prioritario de las energías renovables dentro del mix energético actual, serán factores cruciales para hacer realidad este nuevo sistema que proponemos.

La consecución de un nuevo modelo energético basado en un 100% de energías renovables, completamente descarbonizado y desnuclearizado es responsabilidad de toda la sociedad, y la función del Gobierno es actuar de catalizador y facilitador de los cambios culturales, económicos y sociales que ello requerirá. Creemos que se debe plantear una estrategia definida, con un calendario y objetivos cuantitativos concretos, que nos garanticen la transformación de nuestro modelo actual en el nuevo modelo energético de futuro que proponemos.

Los poderes públicos en todos sus niveles y los principales agentes sociales, con especial énfasis el sector empresarial, deberán liderar el proceso inversor necesario para alcanzar ese nuevo modelo. Debemos considerar esta apuesta como un asunto estratégico para nuestro país. El nuevo modelo va a ofrecernos mayor independencia energética y nos podrá consolidar en el mapa de los países más innovadores en este ámbito a escala mundial.

Recomendaciones de la Fundación Ideas

Para poder conseguir este cambio de modelo de aquí a 2050, el presente Informe de la Fundación Ideas concluye con una serie de recomendaciones a los poderes públicos y a los ciudadanos.

Entre las recomendaciones más importantes para avanzar en el objetivo de 100% renovables, destacan:

- a. Que el Gobierno reafirme su compromiso con los objetivos de política energética de la UE en relación con el cambio climático y para el horizonte 2020: 20% de reducción de emisiones, 20% de reducción del consumo de energía primaria, 20% de mix energético renovable.
- b. Que el Gobierno plantee como objetivo a largo plazo, en el marco de una nueva Ley de Economía Sostenible, la consecución en 2050 de un sistema eléctrico libre de emisiones y desnuclearizado, basado en un 100% de energías renovables y en una red de generación y distribución inteligente dotada de suficiente capacidad de almacenamiento y gestión de la demanda.
- c. Que el Gobierno garantice por Ley un sistema de incentivos propicio para el despliegue de fuentes de generación eléctrica renovables, con mayor énfasis en los sistemas de generación distribuida. Para ello proponemos que se establezca un nuevo derecho de ciudadanía, para que todos los ciudadanos que lo

deseen puedan generar y distribuir su propia electricidad, de forma individual o en cooperación con las actuales empresas de generación y distribución, dentro de un nuevo modelo de negocio.

- d. Que en virtud de su contribución a la creación de empleo y de actividad económica, y del buen posicionamiento internacional de la industria española de energías renovables, el Gobierno incluya este sector de forma prioritaria en sus planes de reactivación económica, y que incorpore también a dichos planes iniciativas de mejora de la eficiencia energética de nuestra economía y de ahorro energético en nuestros hogares para salir de la crisis actual en mejores condiciones.
- e. Que el Gobierno incentive a Red Eléctrica Española y a las empresas suministradoras de electricidad a modernizar sus redes de transporte y distribución de tal forma que sea posible esta generación distribuida y la implementación de políticas de gestión de la demanda que promuevan un consumo energético más racional y más adaptado a las capacidades de generación del nuevo modelo energético.
- f. Que el Gobierno prevea la necesidad de sustituir la generación nuclear por otras fuentes, incluyendo en los escenarios energéticos de futuro el cierre programado de las actuales centrales nucleares y el adecuado tratamiento de los residuos nucleares generados en el pasado.

El Debate Nuclear en España:

En relación con debate sobre la energía nuclear en la sociedad española, y ante las próximas decisiones que el Gobierno debe tomar en esta materia, las recomendaciones del presente estudio son las siguientes:

- El Informe de la Fundación Ideas considera que no es necesario construir nuevas centrales en España.
- Las centrales nucleares existentes en España deberían comenzar a cerrarse a partir del final de las licencias existentes, tras 40 años de vida útil, teniendo en cuenta las siguientes 5 condiciones.
 - Seguridad: si alguna de ellas presentara problemas de seguridad debería cerrarse antes de la fecha de caducidad de la licencia.
 - Sustituibilidad: se cerrarán cuando haya fuentes de energía renovable alternativas que no produzcan emisiones.
 - Abastecimiento: se cerrarán cuando su sustitución no cree problemas de falta de abastecimiento energético. En este sentido es muy importante aplicar los recientes acuerdos entre España y Francia para facilitar la interconexión con Europa.
 - Gestionabilidad: se cerrarán para ser sustituidas por fuentes de energía alternativas que permitan una gestión adecuada de la demanda energética.
 - Competitividad: se cerrarán para ser sustituidas por fuentes de energía alternativa que sean igualmente competitivas.
- En el caso de la central nuclear de Garoña, en funcionamiento desde 1970, consideramos que el Gobierno puede proceder a no renovar su licencia de explotación por su antigüedad, sus problemas potenciales de seguridad y por ser perfectamente sustituible por fuentes de energía renovable. Consideramos que en el caso de Garoña concurren las cinco condiciones señaladas. En todo caso, el cierre de Garoña y otras centrales nucleares en el futuro debería ir siempre precedido de un Plan de Reactivación y Empleo para la zona.
- Para el resto de centrales nucleares debería prevalecer el límite de 40 años, sujeto a las 5 condiciones establecidas. Pero si en algún caso fuere necesario prorrogar la explotación de alguna central por un período adicional se deberían tener en cuenta las subvenciones recibidas con cargo a los Costes de Transición a la Competencia y el grado de amortización de las mismas, estableciendo un nuevo mecanismo de retribución para la energía nuclear (en línea con lo propuesto en el Libro Blanco de la Electricidad). Así, el nuevo mecanismo de retribución deberá ahorrar costes al Estado y liberar recursos económicos para fomentar la inversión de las empresas nucleares en las fuentes de energías renovables que habrán de sustituir a la energía nuclear.

1 Debilidades del actual modelo energético y una visión de futuro ¹

1.1 Introducción

La más importante tarea colectiva concreta que debería tener cualquier sociedad en los momentos actuales es muy clara y sencilla: disminuir radicalmente la cantidad de combustiones de sustancias fósiles que contengan carbono. Sin esperar a ver si el cambio climático es más o menos cierto e intenso y sin considerar lo que hacen los demás, en la tradicional postura mezquina que nos viene caracterizando a los países más desarrollados.

Poner este problema – el cambio climático – como el principal del sistema energético no debe hacernos olvidar la escasez de los recursos convencionales (petróleo, gas natural, uranio y carbón) y la dependencia de su abastecimiento para algunos, España entre ellos.

Esa tarea tampoco debe impedir el conocimiento de las grandes desigualdades existentes en el uso de la energía ya que mientras unos la derrochan – siendo ese abuso el principal origen de los problemas actuales y por venir –, otros muchos (cerca de dos mil millones) no tienen acceso al mínimo consumo de las formas energéticas llamadas comerciales como la electricidad y los derivados de combustibles fósiles. Aparte de que incluso en aquellos países donde se consume más de lo necesario se consumen energías intermedias (electricidad y combustibles fósiles) sin tener idea de donde se originan y cómo llega a sus lugares de consumo en las grandes ciudades llegando a las actitudes NIMBY² que se ponen de manifiesto continuamente cuando hay que hacer un tendido eléctrico, una subestación o una refinería de petróleo. Esas instalaciones incómodas se quedan en el terreno de los vecinos. El ejemplo más simbólico en España es Madrid y su entorno. Pero también Sevilla, Barcelona y cualquier gran ciudad.

Con esas ideas básicas, sencillas e iniciales debemos plantearnos seriamente un cambio de paradigma energético; a nivel personal, local, nacional, regional, mundial.

En este primer capítulo vamos a trazar las líneas que nos parecen esenciales para encarar la solución del problema y acometer ese cambio de paradigma.

¹ Este capítulo es una versión reducida de las aportaciones realizadas por Valeriano Ruiz Hernández, Catedrático de Termodinámica de la Universidad de Sevilla y José Luis Manzano Seco, Ingeniero industrial y Presidente de Electricia (Compañía eléctrica para el desarrollo sostenible).

² Not In My Back Yard (no en el patio de atrás).

1.2. Análisis de las debilidades del modelo actual

El panorama energético mundial gravita en torno a los siguientes aspectos fundamentales:

1.2.1 Aumento exponencial de la demanda

Aún cuando las tendencias de demanda de energía varían según el grado de desarrollo, se proyecta que los países en vías de desarrollo contribuirán con cerca de un 74% del incremento de la demanda global de energía primaria entre 2005 y 2030.

Tabla 1.1: Demanda global de energía primaria

	2005		2015		2030		2005-2030**
	Mtep	% /total	Mtep	%/total	Mtep	%Mtep	
Carbón	2.892	25%	3.988	28%	4.994	28%	2,20%
Petróleo	4.000	35%	4.720	33%	5.585	32%	1,30%
Gas	2.354	21%	3.044	21%	3.948	22%	2,10%
Nuclear	721	6%	804	6%	854	5%	0,70%
Hidroeléctrica	251	2%	327	2%	416	2%	2,00%
Biomasa y residuos	1.149	10%	1.334	9%	1.615	9%	1,40%
Otras energías renovables*61		1%	145	1%	308	2%	6,70%
Total	11.428		14.362		17.720		1,80%

*Incluye energía eólica, solar, geotérmica, de las mareas y de las olas.

** Tasa de crecimiento media anual

A pesar de que en numerosos países industrializados el consumo de carbón ha ido disminuyendo paulatinamente, las economías emergentes y los países en vías de desarrollo identifican a este combustible como la solución más viable. El cumplimiento o su exención, del Protocolo de Kyoto, aparecen como un vector de referencia.

China y la India representarán el 45% del aumento, con China superando a Estados Unidos en consumo de energía primaria a partir de 2010.

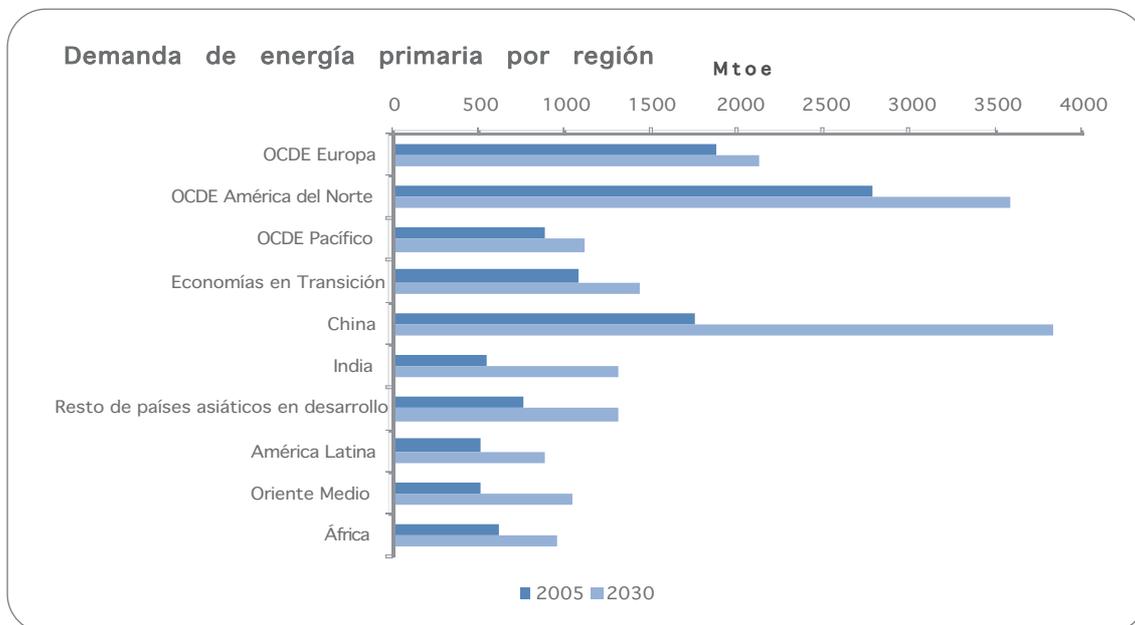
El consumo de petróleo para el automóvil experimenta un proceso similar, menor consumo por la mejora y la saturación de los parques en los primeros y espectacular aumento de la demanda en los segundos.

La progresiva, pero inminente entrada del automóvil eléctrico y la razonable necesidad de que la energía necesaria para su recarga provenga de fuentes renovables, supone un reto que ha de resolver el nuevo modelo energético.

El escaso crecimiento de las Energías Renovables muestra una visión muy conservadora por no decir pesimista, que sin duda se va a ver afectada muy positivamente por decisiones como la de Estados Unidos, impensable hace apenas unos meses.

Las tendencias de demanda de energía a nivel región, varían según el grado de desarrollo. Se proyecta que los países en vías de desarrollo contribuirán con cerca de un 74% del incremento de la demanda global de energía primaria entre 2005 y 2030.

Gráfico 1.1: Demanda de energía primaria por regiones.



Las previsiones en la demanda de electricidad hasta 2030 presentan unas expectativas similares a las de la energía primaria:

Tabla 1.2: Previsiones de generación de electricidad a escala mundial (TWh)

Escenarios	2005	2015	2030	2006-2030*
OCDE	8.948	10.667	12.828	1,5%
América del Norte	4.406	5.227	6.390	1,5%
Europa	2.957	3.467	4.182	1,4%
Pacífico	1.585	1.973	2.257	1,4%
Economías en transición	1.099	1.381	1.729	1,8%
Rusia	647	792	968	1,6%
Países en vías de desarrollo	4.969	9.230	15.180	4,6%
China	2.033	4.409	7.100	5,1%
India	478	950	2.104	6,1%
Otros países asiáticos	766	1.306	1.927	3,8%
Oriente Medio	501	779	1.228	3,6%
África	456	669	1.122	3,7%
América Latina	734	1.116	1.700	3,4%
Mundo	15.016	21.278	29.737	2,8%

* Tasa de crecimiento media anual

Aquí también los países desarrollados muestran un crecimiento moderado y homogéneo mientras que las economías ahora en transición prevén fuertes crecimientos que podrían ser secundados por otros países en

vías de desarrollo que se sumen a ese tren de crecimiento en función de circunstancias políticas y económicas difíciles de pronosticar. En cualquier caso estamos hablando de duplicar la potencia instalada en el mundo.

1.2.2 Agotamiento de los recursos convencionales

Según la Agencia Internacional de la Energía, la demanda energética se incrementará en un 60% hasta 2030, y para este incremento de la demanda las fuentes de energía convencionales serán insuficientes para satisfacer las necesidades de consumo mundial.

Tabla 1.3: Reservas probadas de combustibles energéticos

Previsiones establecidas en el año 2007			
Tipo	Demanda MMTEP	%	Ratio: Reservas / Producción Años (1)
Petróleo	3.767	39.3	40
Gas Natural	2.420	25.3	63
Carbón	2.778	28.9	147
Energía Nuclear	624	6.5	70- 80 (2)
Total	9.589	100	
<i>Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2007</i>			
(1) Duración en años de las reservas probadas según la producción actual (2) Uranio			

El carbón aparece como la única fuente de suministro disponible más allá del siglo XXI pero implica, en su utilización actual, la generación de unas emisiones de gases de efecto invernadero inasumibles, por lo que se está impulsando un enorme esfuerzo de desarrollo tecnológico en la captura y el almacenamiento del CO₂, así como en los procesos de gasificación.

En cuanto a la energía nuclear, dependerá de los posibles cambios en las políticas de los países desarrollados que actualmente tienen paralizados sus planes de implantación. Si se retomasen o ampliases, lógicamente la expectativa temporal se acortaría.

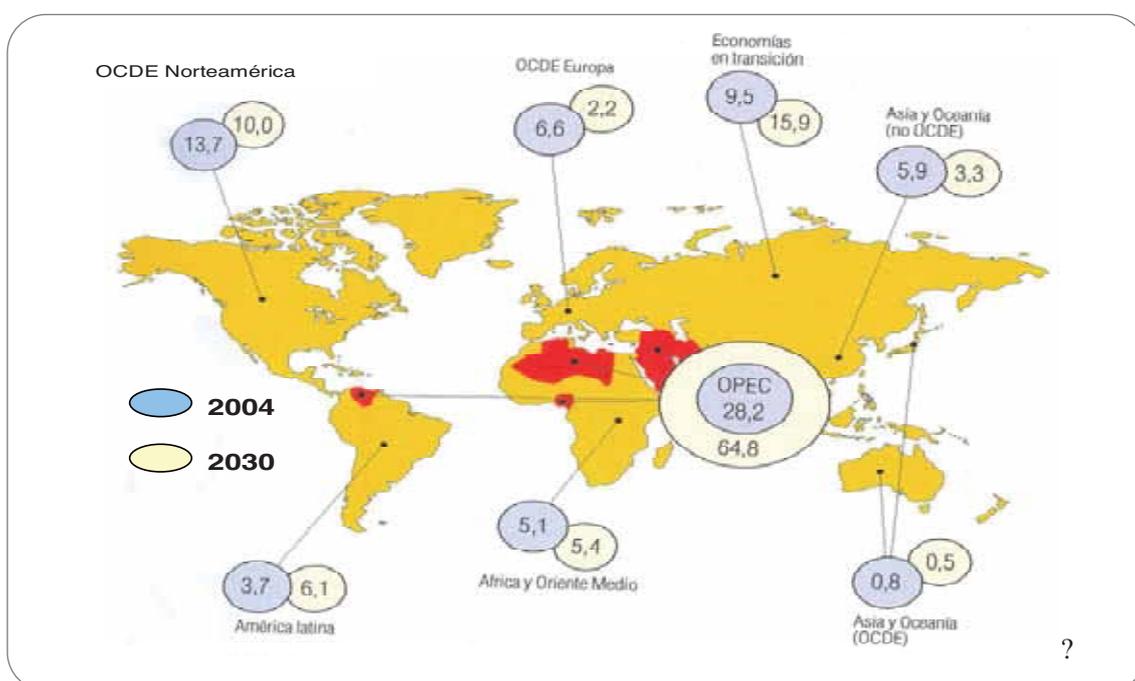
El espectacular crecimiento del consumo de gas y las enormes infraestructuras construidas y proyectadas tiene un horizonte ciertamente limitado.

1.2.3 Concentración

Al problema de la limitación de recursos hemos de añadir el de la importante concentración regional de las fuentes de suministro. No se prevé que este escenario pueda cambiar sustancialmente en los próximos años. La creciente preocupación por la preservación del medioambiente ha llevado recientemente al nuevo Presidente de Estados Unidos a cancelar las prospecciones en el litoral de su país, especialmente en las costas de Alaska.

Los países de la OPEC pasarán de concentrar un 33% de los recursos petrolíferos de la actualidad a un 60% en 2030.

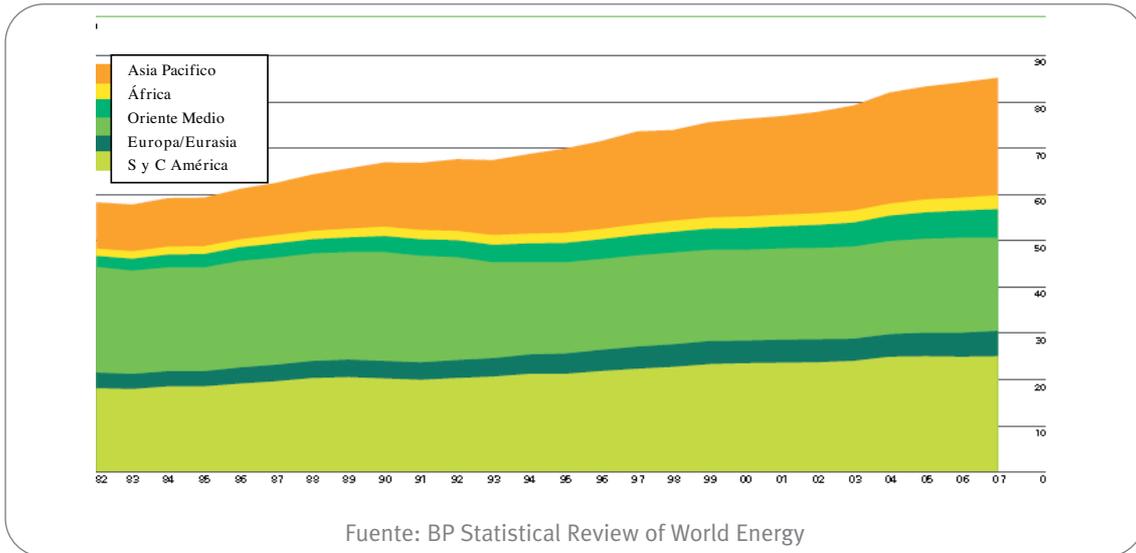
Gráfico 1.2: Concentración regional de los recursos petrolíferos 2004 y 2030



1.2.4 Dependencia y seguridad en el suministro

Esta situación se traduce directamente en una problemática situación de aprovisionamiento energético en Europa y otras regiones desarrolladas, agravada por la inestabilidad del precio del petróleo, la concentración geográfica de los recursos y las incidencias en el suministro de gas.

Gráfico 1.3: Consumo de petróleo por regiones



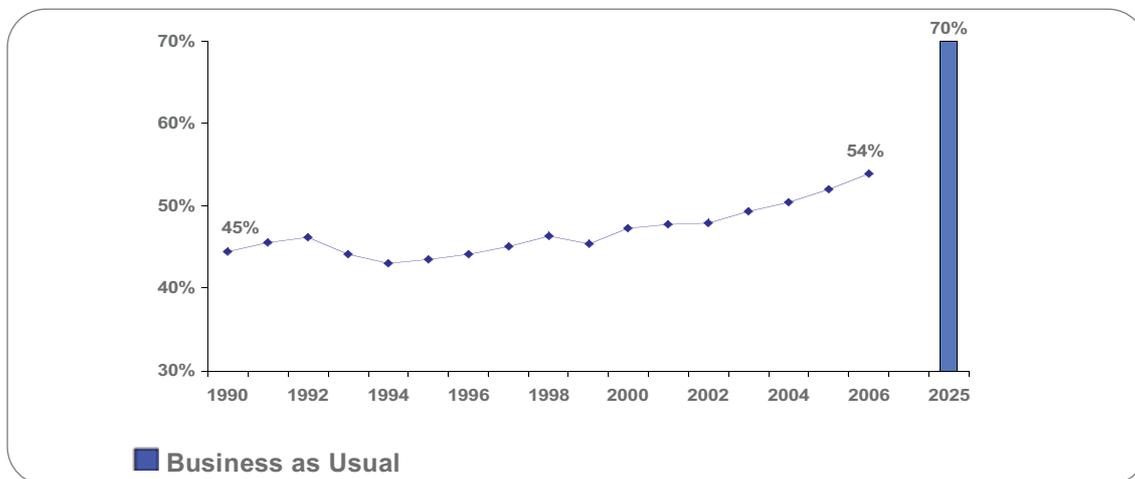
Existe una problemática situación de aprovisionamiento energético en Europa y otras regiones desarrolladas, agravada por la inestabilidad del precio del petróleo, la concentración geográfica de los recursos y las incidencias en el suministro de gas.

Tabla 1.4: Dependencia energética de países de OCDE.

Europa	OCDE	EEUU	España	
2007	2007	2007	1986	2008
54%	32%	28%	64%	82%

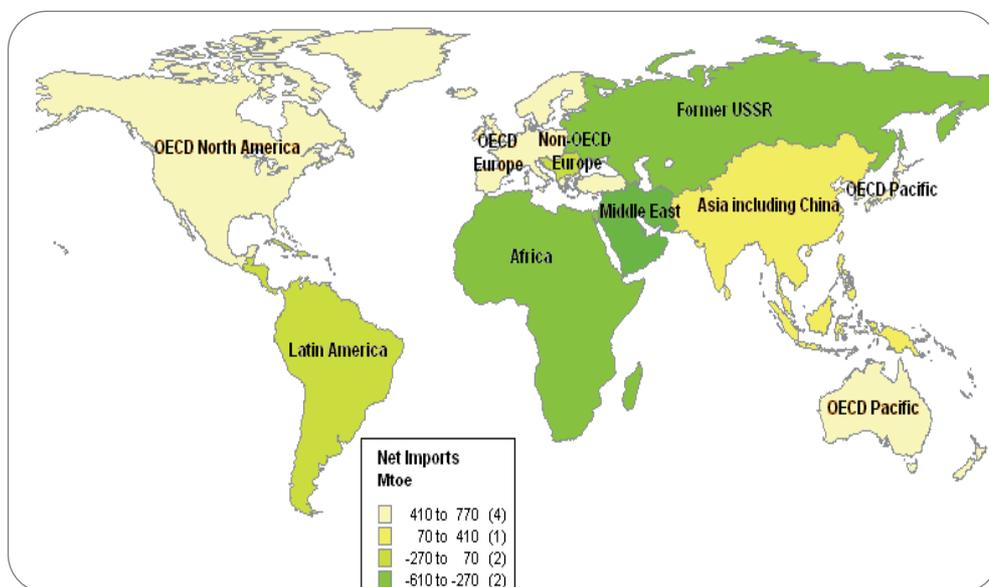
En nuestro país el ratio de dependencia ha crecido muy significativamente por el incremento de la demanda experimentado en los últimos años y por la escasez de los recursos propios. En Europa las previsiones siguen la misma tendencia.

Gráfico 1.4: Nivel de dependencia de UE 25



Según el siguiente mapa, las zonas geográficas con una mayor dependencia energética son Estados Unidos, Japón, Australia y Europa.

Gráfico 1.5: Importaciones neto de energía en Mtoe



1.2.5 Deterioro del Medio Ambiente

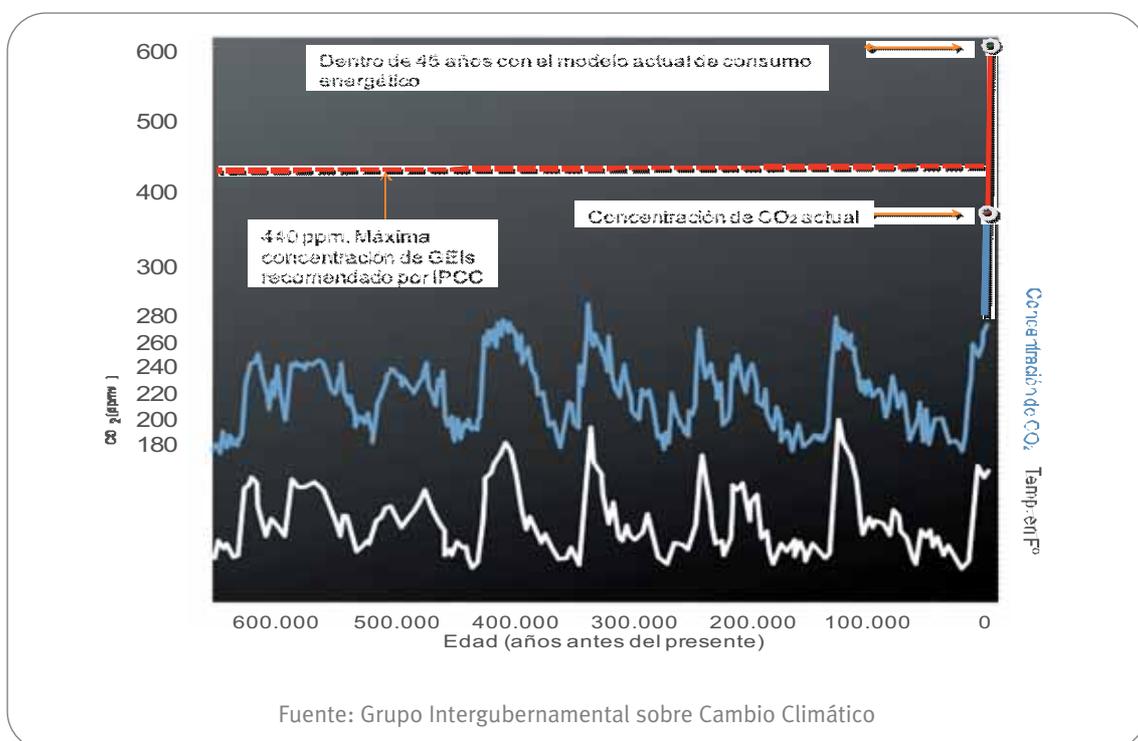
Quizás uno de los factores que más están determinando el impulso de un nuevo modelo energético es del medio ambiente y más concretamente el hecho de que la comunidad científica internacional, a través de un consenso científico sin precedentes, haya demostrado las consecuencias negativas sobre el clima mundial de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) provenientes de actividades humanas. El llamado cambio

climático y sus consecuencias sociales y económicas, ha provocado una paulatina y creciente toma de decisiones tendentes a, si no parar, si ralentizar este casi inexorable proceso.

El Nobel concedido conjuntamente a Al Gore y a los científicos del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ha llevado la preocupación al conjunto de la sociedad que sitúa a este problema como a una de sus mayores preocupaciones junto al paro y el terrorismo internacional.

Al ritmo actual la concentración de gases de efecto invernadero superará el límite de 440 parte por millón recomendado como máxima por el Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático. La concentración de GEI actual es superior a la media de los últimos 600 mil años.

Gráfico 1.6: Concentración de Gases de Efecto Invernadero

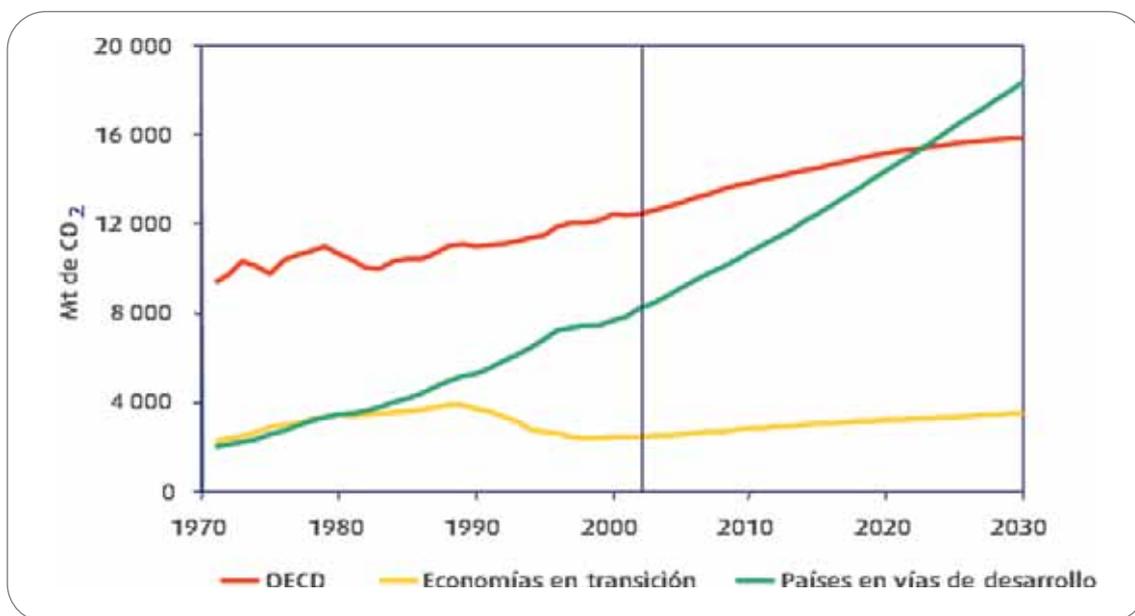


A pesar de la proliferación de corrientes que niegan el cambio climático o su carácter antropogénico, la comunidad científica y la mayoría de los grandes países, no sólo han aceptado este hecho, si no que han comenzado a establecer medidas correctoras que hagan disminuir el volumen de emisiones, fomentando el ahorro energético y las fuentes de generación alternativas.

La presente crisis económica ha afectado de forma significativa a la cotización de la tonelada de CO₂, algo que según los expertos se ha de convertir en un elemento decisivo a la hora de establecer las referencias económicas reales entre las diferentes fuentes de generación.

Consecuentemente con los escenarios de demanda energética previstos, son los países en vías de desarrollo los que contribuirán a aumentar en mayor medida la concentración de gases de efecto invernadero en la atmosfera de la tierra en los próximos años.

Gráfico 1.7: Previsión de emisiones de gases de efecto invernadero



1.2.6 Desigualdad Social

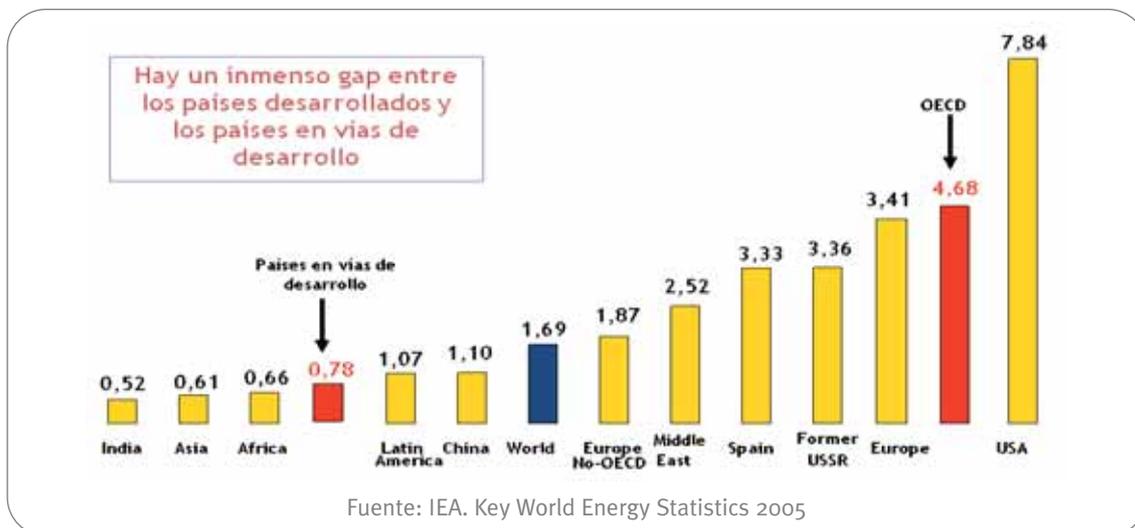
El binomio consumo energético-desarrollo está sólidamente ligado. Es por ello que donde no existe suministro energético no hay desarrollo económico ni social y lógicamente, en las sociedades no desarrolladas, el consumo per cápita es muy inferior a las sociedades avanzadas. Se da en cualquier caso la paradoja, que en algunas economías en transición, con altos crecimientos industriales, la desigualdad social unida a una gran población, presentan bajos consumos “per cápita”.

Esta situación provoca que la desigualdad social entre norte y sur siga creciendo, y asimismo, que el acceso a la electricidad en países en vías de desarrollo no esté mejorando.

Por otra parte, el esfuerzo de algunas regiones como Europa en comparación con la, hasta ahora, mala política en Estados Unidos, se traduce en unas cifras que podríamos calificar casi de escandalosas. Un ciudadano norteamericano gasta el doble que un ciudadano europeo, teniendo un nivel de vida muy similar. Esto demuestra que el margen de mejora con la aplicación de medidas de ahorro y eficiencia energética, en ese país se podría ahorrar enormes consumos de energía y, consecuentemente, dinero y emisiones. Y en Europa aún queda mucho por hacer.

La siguiente gráfica es muy elocuente.

Gráfico 1.8: Consumo demanda energética per cápita.



En el siguiente gráfico podemos observar con más detalles los datos que ponen de manifiesto este desequilibrio.

Tabla 1.5: Acceso a la electricidad 2008

Cuadro. Acceso a la electricidad 2008

Regiones	Población millones	Población con electricidad millones	Población sin electricidad millones	Tasa de electrificación %	Tasa de electrificación urbana %	Tasa de Electrificación rural %
Africa	831	295	536	35,5	62,4	19,0
Asia (en vías de desarrollo)	3.255	2.236	1.019	68,7	86,7	59,3
Latinoamérica	428	382	46	89,2	97,7	61,4
Oriente Medio	173	158	15	91,8	99,1	77,6
Países en Vías de Desarrollo	4.687	3.071	1.616	65,5	85,3	52,4
Economías de transición y OCDE	1.492	1.484	8	99,5	100,0	98,2
Mundo	6.179	4.555	1.624	73,7	90,7	58,2

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, World Energy Outlook 2008

Si los 1.624 millones de personas que no tienen hoy acceso a la energía eléctrica, consiguiesen tenerla con un nivel de consumo medio, es decir, lejos de los estándares nuestros, y con las fuentes actuales, las tablas de previsiones de materias primas se modificarían dramáticamente.

Es decir, el modelo actual, aunque no existiera el problema medioambiental, no permite suministrar energía a todos los habitantes del planeta. Ni siquiera masificando el uso de la energía nuclear, olvidándonos de problemas de seguridad y de residuos. Y de precio.

Sencillamente no es viable si pretendemos acabar con el enorme desequilibrio social, sanitario, educacional,

laboral y de bienestar que existe entre los países que consumimos y los que tienen los recursos, con contadas excepciones.

En definitiva la situación de la energía en el mundo es consecuencia de un modelo que con matices se ha construido sólo en los países desarrollados, y que ha generado dos importantes consecuencias: La primera que ya no sirve para estos países por las razones explicadas de falta de seguridad en el suministro, insostenibilidad medioambiental, etc. Y la segunda, que por una parte impide a los países en vías de desarrollo acceder a los recursos controlados por los países ricos y por otra parte que se hace inviable a medio plazo para los países emergentes.

El modelo que se basa en la combustión del carbón, el gas y el petróleo y que ha construido sus sistemas eléctricos en base a grandes plantas de producción, transformación y líneas de transporte eléctrico, son demasiado costosas e ineficientes y están generando unos daños irreversibles al medioambiente.

El modelo de producción centralizada en el que los puntos de consumo actúan como meros objetos pasivos se ha de sustituir paso a paso por un sistema en el que, por una parte alcancemos la máxima eficiencia en el consumo, gracias a la conversión de los edificios, fábricas y comercios en puntos de gestión de la energía, utilizando todas las tecnologías existentes dirigidas a este fin, convirtiéndoles además en centrales de generación energética que nos permitan conseguir un balance energético neutro.

1.3 Un nuevo modelo para el futuro

Partimos por tanto de un modelo basado en el uso de los combustibles fósiles y de gestión centralizada de la energía que es insostenible a escala global.

Según el prestigioso e influyente columnista del New York Times, Thomas L. Friedman, el próximo presidente de los Estados Unidos de América tendrá que liderar la revolución E.T. (“tecnología energética” por sus siglas en inglés).

Esta revolución se basará en un nuevo modelo energético articulado en torno a las energías renovables, que inyectará el combustible para un nuevo sector industrial de renovables que supondrá el nuevo motor de desarrollo, capaz de crear riqueza y trabajo, basado en módulos solares, aerogeneradores, biocombustibles, etc. En otras palabras, Friedman sugiere que: “Es el momento de volver a fabricar cosas basadas en ingeniería real y no únicamente en ingeniería financiera.”

En este sentido, la Unión Europea se encuentra bien situada en cuanto a la visión y al conocimiento que posee del sector industrial y tecnológico, y también por la dinámica de políticas sólidas que es capaz de generar y que la sitúan en condiciones más que óptimas para liderar un cambio global hacia una economía baja en carbono.

Se espera que como efectos colaterales de este cambio haya mayor prosperidad, creación de riqueza y empleo, y avances hacia una economía basada en el conocimiento y el desarrollo sostenible.

Asimismo, y como se ha señalado anteriormente, los países en vías de desarrollo jugarán un papel fundamental ante este nuevo reto. En estas regiones las necesidades, tanto de acceso a la electricidad, como de modernización del sistema eléctrico y en muchos casos la independencia energética, suponen claves estratégicas para el desarrollo futuro de sus países y el bienestar de su población.

3 El Asia-Europe Meeting (ASEM) es un encuentro multilateral entre Asia y Europa que se viene llevando a cabo durante los últimos 12 años. Su objetivo es reforzar la interacción y el entendimiento entre estas dos regiones del mundo a través del diálogo. Es una iniciativa impulsada por la Comisión Europea.

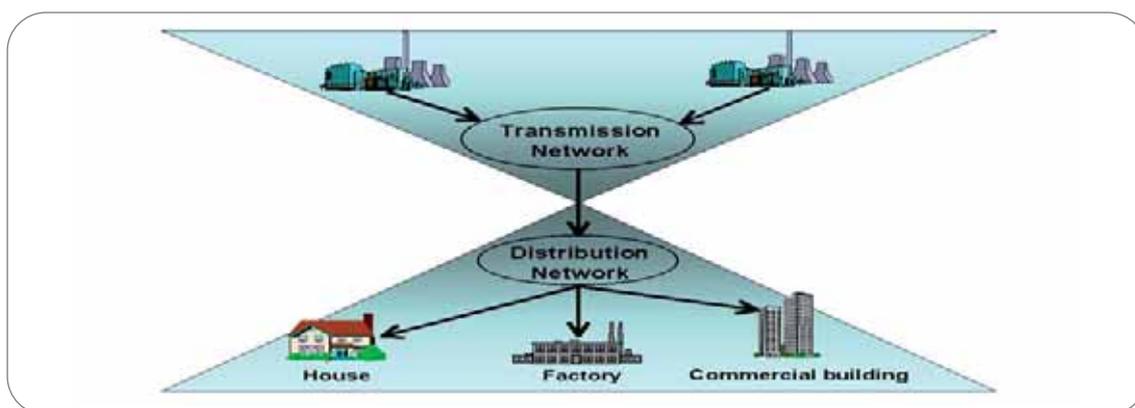
Durante la última reunión de ASEM³, el economista Nicholas Stern, autor del informe homónimo sobre el impacto económica del Cambio Climático, dijo en referencia a la actual crisis financiera, “la lección que debemos aprender de esta recesión, es que podemos y es nuestra obligación estimular la demanda de la mejor manera enfocando la nueva economía en un crecimiento de futuro bajo en carbón.”

Según la propia Agencia Internacional de la energía, su escenario de referencia es un escenario tanto económico como medioambiental y socialmente inviable e insostenible.

En un giro radical a sus planteamientos tradicionales, la AIE ha hecho un llamamiento a los países de la OCDE sobre el actual modelo energético y las necesidades de que este evolucione afrontando “el reto que deben asumir todas la naciones poniendo en marcha una transición a sistemas energéticos más seguros y con menores niveles de emisión de carbono, sin socavar con ello el desarrollo económico y social.”

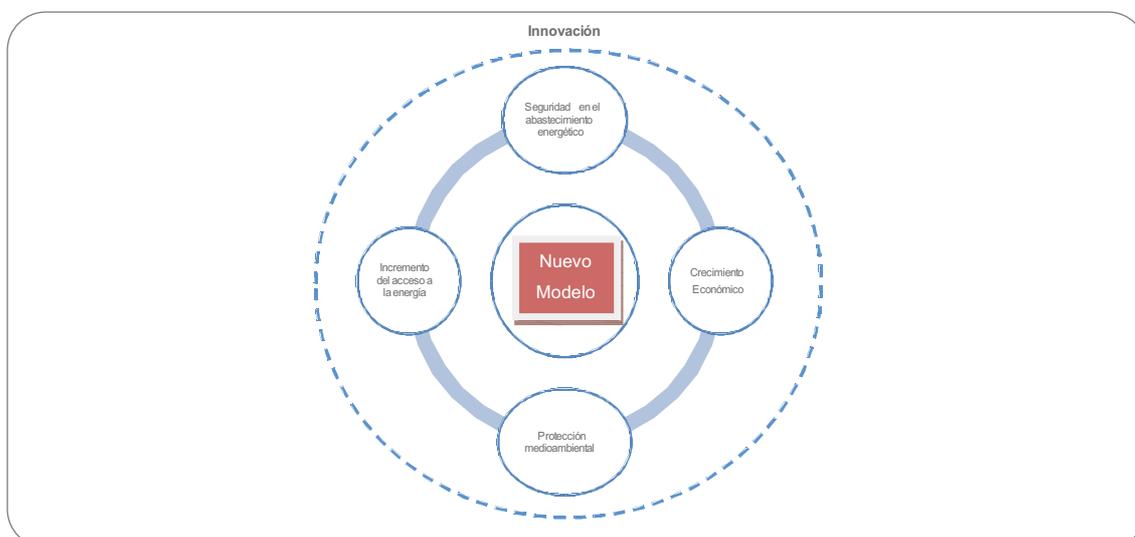
La Unión Europea se ha convertido en el líder político de este cambio, asumiendo a las energías renovables como abanderadas de esta evolución, basada en una sociedad del conocimiento y la solidaridad, tanto entre europeos como entre Europa y el resto del mundo.

Gráfico 1.9: Modelo Energético Actual: centralizado, ineficiente, insostenible



Lo expresado de forma sencilla en este gráfico sintetiza conceptualmente el actual sistema eléctrico, que consideramos agotado. ¿Cómo ha de ser el nuevo modelo?

Gráfico 1.10: El nuevo Modelo Energético



El nuevo modelo parte de la conjugación e interacción de tres vectores básicos: La ciencia, la innovación y la tecnología, proporcionando las claves de un sistema energético que sea capaz de resolver las necesidades que nuestra sociedad tiene en este contexto:

- El incremento del acceso a la energía
- El crecimiento económico
- La seguridad en el abastecimiento
- La protección al medio ambiente

El sistema eléctrico tiene que ser distribuido, descentralizado, con los niveles de almacenamiento e hibridación que sean necesarios para mejorar sustancialmente el rendimiento global y mantener la seguridad del suministro. Esto se puede conseguir con renovables (solar, eólica, hidráulica y biomasa) y con la cogeneración en los lugares donde sea imposible el abastecimiento con renovables.

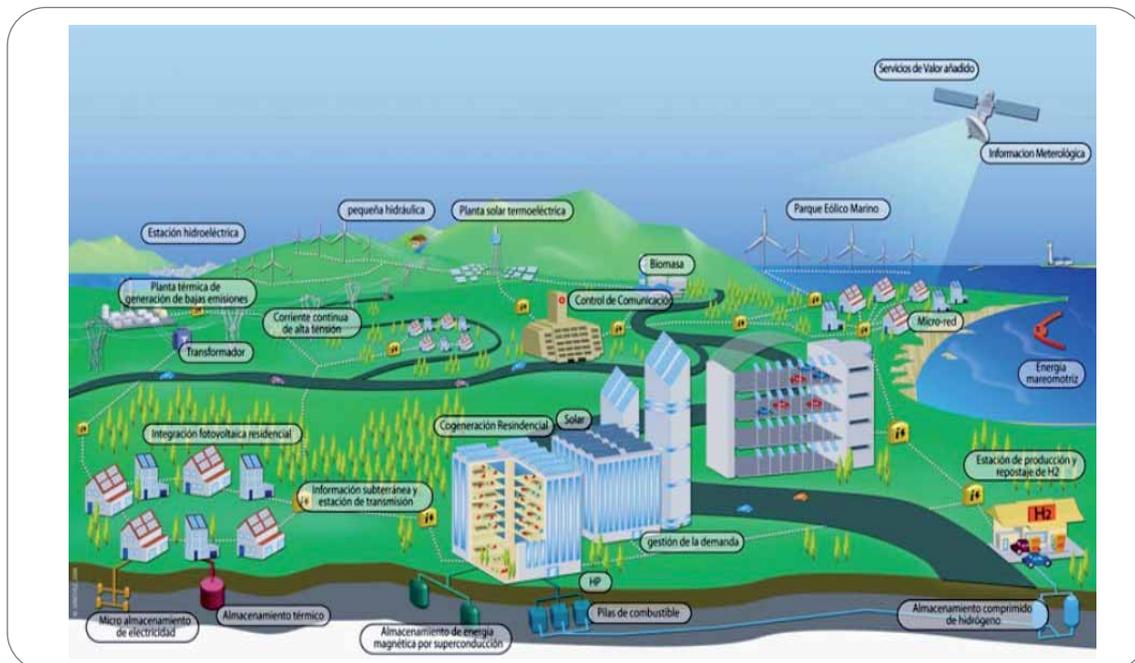
El sistema de transporte debe ser alimentado energéticamente en un porcentaje sustancial con vehículos eléctricos de todo tipo (trenes y transporte por carretera de personas y mercancías) y por vehículos de combustión interna alimentados por biocombustibles. Un porcentaje cada vez menos con combustibles de origen fósil pero con el máximo rendimiento. Los vehículos eléctricos deben formar parte del sistema de almacenamiento del sistema eléctrico y serían la interface entre los dos subsistemas.

El nuevo modelo implica desarrollar y aplicar todas las soluciones tecnológicas, financieras y políticas disponibles para asegurar el desarrollo sostenible de ésta y las futuras generaciones.

La transformación de la realidad para conseguir un modelo de economía sostenible implicará una tercera revolución industrial como la describe el economista estadounidense Jeremy Rifkin. Esa revolución nos llevaría a una nueva era de “Capitalismo Distribuido” y nos ayudaría a afrontar el triple desafío del crecimiento económico, la independencia energética y el cambio climático y cambiaría nuestra relación con la energía de una manera tan significativa como lo hicieron en su momento la primera y segunda revolución en los siglos 19 y 20. Según Rifkin ese desarrollo se basa en cuatro pilares, de los cuales el primero es la energía renovable. Los avances tecnológicos de los años pasados ya nos han demostrado el potencial de este pilar. El segundo pilar consiste en edificios de vivienda y oficinas que funcionen también como plantas de energía, aunque aquí los ejemplos son todavía escasos. El hidrógeno como tercer pilar de este modelo tiene la capacidad de almacenar energía renovable y podría así garantizar la disponibilidad universal de un suministro estable y efectivo. Finalmente, el cuarto pilar serían las redes inteligentes de distribución que permitirían un uso medido y perfectamente adaptado a la demanda. Esas redes pueden funcionar de una manera que permita en el futuro a cada persona producir y compartir su electricidad verde con el resto del sistema económico.

Podemos verlo de forma gráfica. Aunque el dibujo parezca un tanto simple, encierra los elementos fundamentales que deben configurar conceptualmente el nuevo modelo al que aspiramos para 2050.

Gráfico 1.11: Elementos fundamentales del nuevo Modelo Energético



- Uso masivo de energías de fuentes renovables
- Acercar la generación a los puntos de demanda
- Construcción bioclimática con balance energético neutro
- Redes inteligentes con gestión interactiva de la demanda
- Gestión de la movilidad del transporte de superficie con emisiones cero
- Acumulación y almacenamiento de la energía
- Uso limpio de combustibles fósiles

Este esquema, lejos de ser una utopía es ya viable con el establecimiento de las políticas adecuadas.

1.4 Hoja de ruta hasta 2050

Por ello, este capítulo concluye con una propuesta de hoja de ruta para alcanzar ese modelo. Y el Informe incluye recomendaciones a los poderes públicos y los ciudadanos para que lideren este esfuerzo. Si España se pone a la cabeza de este proceso y suma con su modesta experiencia a países como EEUU el cambio del modelo global será pronto una realidad.

España y el mundo necesitan un sistema energético basado en la idea de “economía sostenible”, es decir “un modelo que suministra las necesidades del presente sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.” Este sistema tiene que ser respetuoso con el medio ambiente, basado a largo plazo en fuentes renovables de energía en un 100 % y contando con la complicidad de todos los agentes del mismo: consumidores, gestores, administradores, empresas, investigadores, sistema educativo, etc.

Usuarios y consumidores:

La utilización de la energía final (de origen natural o comercial) tiene que ser optimizada en el sentido de minimizar las necesidades de electricidad y combustibles en el lugar donde se inicia la demanda que son los hogares, los servicios (hoteles, oficinas, hospitales, etc.), las industrias, el transporte, la agricultura y la pesca y, en definitiva, en todos los sectores del consumo.

Para conseguir esa condición de mínimos se deben dar las siguientes circunstancias:

- a. Los consumidores privados, comerciales, industriales y los servicios públicos deben ser conscientes de su importancia y protagonismo en la consecución de estos objetivos.
- b. Para conseguir su bienestar y desarrollar sus actividades: tener luz, desplazarse, conservar alimentos, producir calor o frío, etc. tienen a su disposición en primer lugar unas energías naturales que pueden emplear de forma eficiente. Por ejemplo, pueden iluminarse con la luz del sol durante el día en un porcentaje elevado sin más que diseñar adecuadamente los edificios; también pueden calentar el agua para los diversos usos de la vida cotidiana en instalaciones solares y un largo etc. de posibilidades.
- c. La edificación inteligente (bioclimática y energéticamente responsable) debe maximizar la utilización de los recursos naturales de forma pasiva en lugar de utilizar recursos energéticos convencionales y no eficientes.
- d. La utilización de energías intermedias (electricidad y combustibles) debe hacerse de forma eficiente empleando dispositivos, que ya existen en el mercado, de manera razonable y sin incurrir en derroches innecesarios (luces y TV encendidas cuando no hay nadie; desplazamientos en coche cuando se puede ir a pie o en bicicleta, refrigeración a temperaturas demasiado bajas o calefacción demasiado alta, etc.)
- e. Cuando sea imprescindible el uso de las energías intermedias la aplicación de sistemas de ahorro y de eficiencia energética en los procesos industriales, comerciales y domésticos abaratará los productos energéticos por la minimización de la cantidad necesaria, proporcionando más competitividad al tejido empresarial y mejorando la calidad de vida de los ciudadanos.
- f. Aprovechar las disponibilidades de espacio para contribuir al sistema energético general, generando energía intermedia (sobre todo electricidad y calor) para apoyar a los consumos directos en el lugar y a la red eléctrica general.
- g. Un nuevo modelo de “movilidad” ha de incluir mejores hábitos de desplazamiento, impulsando los desarrollos tecnológicos en los medios de transporte y en la red que permitan ir eliminando la dependencia de los combustibles fósiles y las correspondientes emisiones de GEI.
- h. Las comunidades de vecinos y asociaciones vecinales, los industriales, los agricultores y pescadores y los servicios públicos se han de involucrar activamente en el proceso de cambio hacia el nuevo sistema.
- i. En la búsqueda de un sistema energético sostenible debe tenerse en consideración los hábitos de vida de los ciudadanos no modificándolos caprichosamente. Dormir de día y trabajar o divertirse de noche aumenta el derroche por lo que deben ajustarse los hábitos a las condiciones naturales y no hacer cambios de costumbres que obliguen a un derroche de las energías artificiales.

Operadores del sistema energético:

El sistema energético, tal como hoy lo concebimos (generación de electricidad y obtención de combustibles), transporte de los productos comerciales (redes eléctricas y de combustibles), distribución de los mismos (subestaciones de electricidad y tendidos eléctricos, estaciones de servicio y distribución de gas), venta de esos productos energéticos y de los dispositivos de consumo (frigoríficos, climatizadores, calderas, lavadoras,

lavavajillas, etc.) y mantenimiento de los mismos tiene que ser optimizada en su funcionamiento y complementada con nuevos actores y dispositivos basados en las energías renovables, ampliando el número de ellos con muchos consumidores finales convertidos en actores activos y no solo pasivos como vienen siendo en el sistema energético convencional.

A fin de contribuir a la mejora del sistema energético general y participar en el logro del objetivo antes fijado, estos actores deben:

- a. Ir sustituyendo las grandes unidades de generación de electricidad centralizada que utilizan combustibles fósiles y uranio por otras más ajustadas al consumo en la zona –en tamaño y disposición territorial-, empleando al máximo el concepto de cogeneración e integrándose con fuentes renovables de acuerdo con la evolución tecnológica de todos los sistemas y propiciando una bajada general de los costes de todos los dispositivos y servicios.
- b. La estructura de generación, transporte y distribución de energías intermedias (electricidad y combustibles) del sistema debe ir siendo descentralizada como lo es el consumo aproximando lo máximo posible en el espacio y el tiempo el consumo a la generación.
- c. Desarrollarse redes inteligentes y bien controladas que aprovechen al máximo la energía generada, evitando en lo posible o disminuyendo al máximo las pérdidas y garantizando el suministro gracias al desarrollo e implantación de tecnologías de almacenamiento y acumulación de energía.
- d. En el caso de los combustibles utilizados por el sector del transporte, mercancías y personas, es imprescindible disminuir la componente de carbono del sistema, pasando a un sistema más eficiente e integrado con el sistema eléctrico, con una transición en la cual los combustibles fósiles serán sustituidos paulatinamente por biocombustibles y electricidad.
- e. Facilitar el uso de las energías renovables y de los sistemas eficientes, con lo cual se minimizará el transporte de energía y su distribución se ajustará mejor a la situación real de consumo.

Empresas:

Es muy importante –para conseguir el objetivo propuesto- que el comportamiento de las empresas energéticas cambie sustancialmente y entender el significativo papel que les corresponde. Entendemos que surgirán muchas nuevas empresas, probablemente más pequeñas y distribuidas incluyendo muchos consumidores que se constituirán también en generadores.

Las empresas más implicadas en la implantación del nuevo modelo están ubicadas mayoritariamente en los dos extremos del sistema: La generación y el consumo. El cambio que tiene que producirse incluye los siguientes aspectos:

- a. Invertir en I+D+i y mejorar sus plantas para producir las energías intermedias de forma cada vez más competitiva y eficiente. Sin perder de vista el empleo al máximo posible de las energías renovables y minimizando la contaminación y el impacto que inevitablemente se produce en todo el proceso.
- b. Los fabricantes de sistemas de energías renovables: Aerogeneradores, módulos fotovoltaicos, plantas solares termoeléctricas, generadores de electricidad eólica marina, etc. han de impulsar igualmente la I+D+i para acelerar su proceso de implantación en el sistema y mejora de sus prestaciones.
- c. Las ingenierías y laboratorios que trabajan en el diseño de nuevos conceptos tecnológicos dirigidos a la mejora de la gestión de las redes han de actuar en la misma dirección de disminución de contaminación e impactos y también de abaratamiento de costes.
- d. Los fabricantes de maquinaria, de bienes de consumo, de aparatos y dispositivos (electrodomésticos,

instalaciones de climatización, equipos audiovisuales, etc.) que, en general, precisan de consumo eléctrico y/o consumo de combustibles, han de evolucionar hacia productos de menor consumo; es decir, han de ser optimizados energéticamente.

- e. Se han de cambiar los sistemas productivos de alto consumo, siendo sustituidos por otros más eficientes; en las propias fábricas y en todo el proceso.
- f. Se han de eliminar del mercado los productos que no cumplan con la normativa energética. Y potenciar los más eficientes.

Administraciones y órganos del estado:

La mayor responsabilidad en todo el proceso de cambio y mejora del sistema energético le corresponde a los responsables políticos y técnicos del sistema administrativo que lo gestiona. Desde el Ministerio del ramo hasta las delegaciones municipales y provinciales que afectan (urbanismo, medio ambiente, servicios, etc.) pasando por los departamentos correspondientes de las comunidades autónomas que tienen grandes competencias en los temas energéticos. Es fundamental tener el compromiso de todos ellos para poner en marcha los mecanismos de cambio y exigir su cumplimiento a los demás actores.

Hacemos una enumeración de algunas de las competencias y responsabilidades que les deben ser exigidas:

- a. Desde el Parlamento y el Gobierno Central hasta los Ayuntamientos, pasando por las Comunidades Autónomas y Diputaciones, se han de impulsar mecanismos de formación e información al ciudadano individual, a las empresas y al conjunto de la sociedad para que transmitan los mensajes que den lugar al cambio de hábitos en el consumo energético.
- b. Deben establecerse leyes, normativas y mecanismos que faciliten y premien el ahorro y la eficiencia energética y penalicen el despilfarro.
- c. Han de crearse los mecanismos que permitan impulsar y facilitar de forma eficaz el uso de las energías renovables. Facilitando y premiando los comportamientos positivos y sancionando los negativos.
- d. Se han de potenciar las instituciones, empresas que controlen y regulen los servicios energéticos en todos los sectores del sistema energético; muy especialmente, en los de consumo.
- e. Han de planificar la implantación progresiva del nuevo sistema determinando objetivos y facilitando el desarrollo y la implantación de las infraestructuras y los procedimientos de uso.
- f. Deben comprometer de forma específica a los grandes actores del sector energético estableciendo hitos de obligado cumplimiento, premiando los que contribuyan a conseguir el objetivo básico establecido y sancionando los que lo impidan.

Sistema educativo:

No podemos olvidar que la mejor manera de conseguir cualquier objetivo, en la sociedad compleja que nos ha tocado vivir, es mediante el convencimiento y la educación, desde los niveles iniciales hasta los más cualificados. Por eso, el sistema educativo debe jugar un papel esencial en la consecución del objetivo al principio planteado.

- a. Las escuelas primarias, los colegios de secundaria y los centros superiores han de involucrarse activamente en la formación para el conocimiento del sistema energético y el mejor uso de las energías; a fin de que las nuevas generaciones tengan interiorizados los conceptos básicos involucrados.

- b. Han de promover también el interés hacia el mundo de la investigación y los desarrollos en los temas energéticos.
- c. Las universidades han de diseñar estudios específicos que permitan alimentar el sector con profesionales preparados, que son la base fundamental de un sistema energético sostenible.
- d. La investigación y los desarrollos debe estar vinculada con las empresas, las administraciones e incluso con los usuarios y los procesos de consumo.

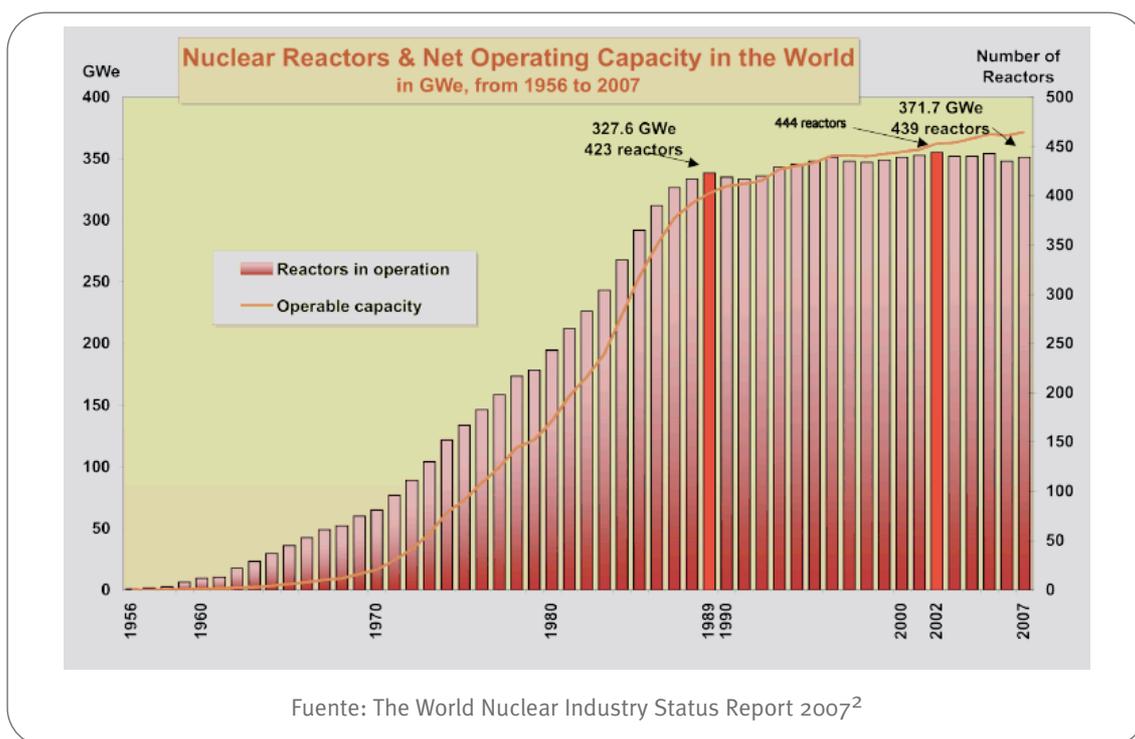
Esta hoja de ruta marca un camino hacia un modelo plenamente sostenible para España. Los siguientes capítulos detallan las características de diferentes aspectos de ese modelo y demuestran su viabilidad tecnológica y económica.

2. La energía nuclear, un obstáculo para el pleno desarrollo de las energías renovables

2.1 La energía nuclear no es una opción de futuro ¹

La historia del primer ciclo de inversiones en generación eléctrica nuclear queda reflejada en la Figura 2.1. Como puede observarse en dicha figura, el número de reactores operativos y la correspondiente capacidad de generación dejaron de crecer abruptamente a comienzos de la década de los 90 y desde entonces han permanecido prácticamente constantes, con ligeros aumentos en la capacidad de generación por sustitución de reactores antiguos y mejoras en la eficiencia del parque instalado.

Figura 2.1.1. Evolución de la capacidad de generación nuclear operativa mundial



A finales de 2007, estaban operativos 439 reactores (cinco menos que el máximo histórico alcanzado en 2002), con una potencia total de 371,7 GWe. La edad media del parque nuclear era de 23 años, aproximadamente la mitad de su vida útil de diseño. Entre los años 2004 y 2007, la potencia instalada nuclear aumentó en unos 2 GWe anuales –no por incremento del número de reactores, sino por mejoras de potencia de los ya instalados–

¹ Este capítulo ha sido elaborado por Marcel Coderch Collell, miembro del Consejo Asesor para el Desarrollo Sostenible de la Generalitat de Catalunya

² *The World Nuclear Industry Status Report 2007*, The Greens/European Free Alliance, enero 2008 (<http://www.greens-efa.org/cms/topics/dokbin/206/206749.pdf>)

lo cual, teniendo en cuenta que el incremento anual de generación eléctrica se estima en unos 135 GWe³, supone que la industria nuclear capta menos del 1,5% del crecimiento del mercado mundial. Ello implica que si no se reactivan pronto las nuevas construcciones, y a una escala significativa, la cuota de producción eléctrica nuclear, situada en el 2008 alrededor del 14%, irá descendiendo año tras año. De hecho, en 2007, y debido a la acumulación de incidentes, la producción eléctrica nuclear mundial disminuyó un 1,9% en términos absolutos⁴ y la española en un 8,3%.⁵ En la actualidad, supone aproximadamente un 6% de la energía primaria comercial, y entre un 2 y un 3% de la energía final consumida, una cuota menor que la cubierta por las centrales hidroeléctricas. Lo acontecido en los dos últimos años no cambia este panorama, ya que, si bien se han anunciado muchos planes para retomar las construcciones, no han entrado apenas nuevos reactores en operación. De hecho, el año pasado, y por primera vez en la historia nuclear, no se conectó ningún nuevo reactor a la red de forma que, a comienzos del 2009, se mantiene constante la potencia nuclear pero el número de reactores operativos ha disminuido en tres unidades.⁶

Con un parque envejecido que ha superado en media el ecuador de su vida de diseño, que apenas se incrementa en términos netos, y que por tanto es incapaz de dar respuesta al crecimiento de la demanda, es evidente que si no consigue cambiar radicalmente su situación, la industria nuclear va camino de la desaparición, lenta pero inexorablemente. En la Figura 4.2 se muestra la proyección a futuro de la evolución del parque nuclear mundial suponiendo una vida útil de 40 años para cada reactor e incluyendo los proyectos de construcciones en marcha en 2007.

Como puede observarse en dicha figura, antes de 2025 habría que clausurar y desmantelar bastante más de la mitad del parque nuclear actual, lo cual implica que, dados los plazos de licencia y construcción, o se inicia pronto un importante programa de construcciones, o la energía nuclear va a quedar reducida a algo marginal y con unos tremendos pasivos correspondientes al desmantelamiento de las centrales y la gestión de los residuos acumulados.⁷ A la vista de este calendario, cabe la sospecha de que el alargamiento de las licencias de algunas centrales estadounidenses más allá de los 40 años responde más a la imposibilidad material de ir sustituyendo un parque nuclear que representa una cuarta parte del total mundial que a otras consideraciones; una cuestión que trataremos más adelante.

3 *World Energy Outlook 2006*, Agencia Internacional de la Energía. (<http://www.worldenergyoutlook.org/2006.asp>)

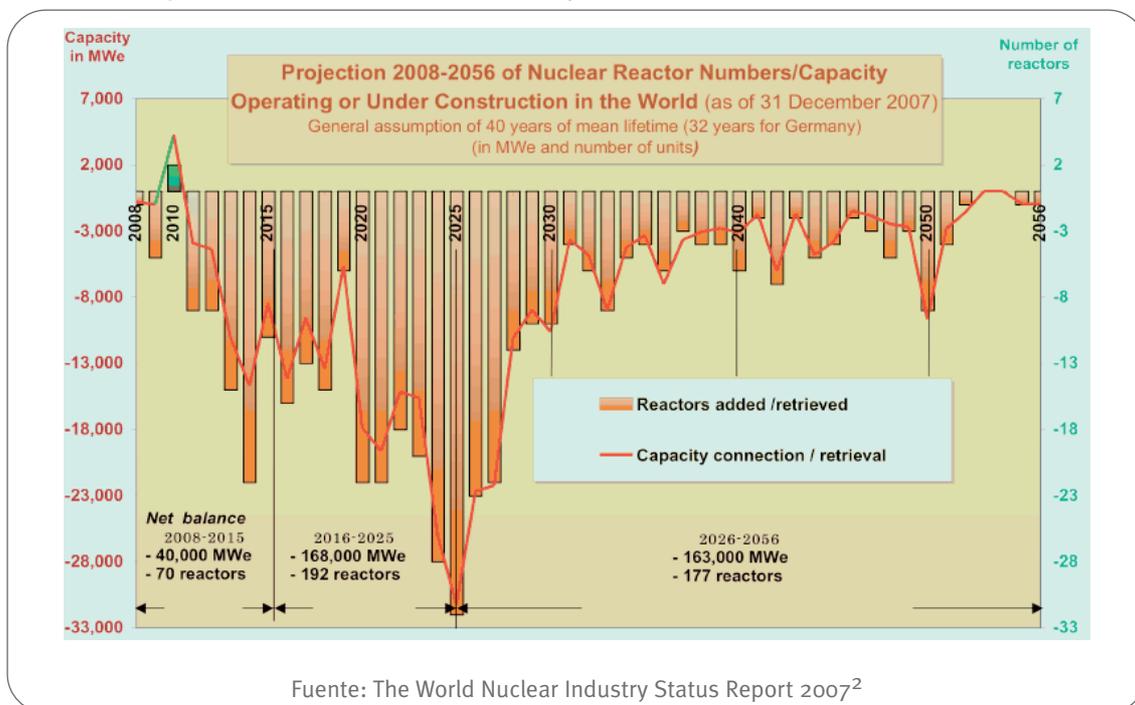
4 *Nuclear generation drops 1,9% in 2007*, World Nuclear News, 9 de junio de 2008. (<http://www.world-nuclear-news.org/>)

5 *Resultados y Perspectivas Nucleares 2007*, Foro Nuclear, junio 2008. (http://www.foronuclear.org/pdf/Resultados_perspectivas_nucleares_2007.pdf)

6 *World Nuclear Power Reactors 2007-2009*, World Nuclear Association, febrero 2009. (<http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>)

7 *La Nuclear Decommissioning Authority*, creada en el Reino Unido para hacerse cargo de los pasivos de British Energy y de British Nuclear Fuels, estima en más de 100.000 millones de euros el coste de desmantelamiento de las centrales británicas y de las instalaciones de reciclaje de residuos, sin que este importe fuera provisionado con cargo a la electricidad generada desde que se inició la producción nuclear, por lo que el Estado ha tenido que hacerse cargo de este coste sin contrapartida alguna. Ver, por ejemplo: *£73bn to take nuclear plants out of service*, David Hencke, The Guardian, 30 de enero de 2008. (<http://www.guardian.co.uk/environment/2008/jan/30/nuclearpower.energy>)

Figura 2.1.2. Evolución futura de la capacidad de generación nuclear mundial



De ahí que la industria nuclear y algunos gobiernos occidentales hayan iniciado una intensa campaña de relaciones públicas⁸ para presentar la opción nuclear como una componente imprescindible de la solución al dilema energético-climático al que nos enfrentamos y que, según esas fuentes, justificaría otro ciclo inversor en centrales nucleares. Para la World Nuclear Association (WNA), por ejemplo, “el aumento de la demanda energética, la preocupación por el cambio climático y la dependencia internacional de los combustibles fósiles son factores que favorecen las nuevas construcciones nucleares. La combinación del incremento de los precios del gas y la restricción de las emisiones del carbón ponen de nuevo en la agenda europea y norteamericana proyectos de construcción de nueva capacidad nuclear.”⁹

Incremento de la demanda energética, aumento de los precios de los combustibles fósiles, reducción de emisiones e independencia energética son los cuatro argumentos básicos que justificarían la reapertura del debate nuclear, y que militarían en favor de reconsiderar el parón nuclear que, de una forma u otra, sigue vigente en la mayoría de los países occidentales. Sin embargo, estas insistentes llamadas a retomar la senda nuclear pasan por alto dos cuestiones básicas. Olvidan, en primer lugar, las razones por las cuales se abortó la primera era de construcciones nucleares, y no tienen en cuenta que aún en el supuesto de que estas razones estuvieran ahora superadas –que no lo están– un análisis cuantitativo y dinámico de las posibilidades reales de un renacimiento nuclear muestra que poco podría aportar a la solución de los problemas que se apuntan; problemas que, ciertamente, son serios y acuciantes, y que por ello requieren una óptima gestión de los recursos a nuestro alcance. Si se analiza con detenimiento la cuestión, se observa que la opción nuclear, lejos de contribuir a la solución de estos problemas, podría agudizarlos o, como mínimo, retrasar y entorpecer el desarrollo de otras opciones más eficaces.

8 *The nuclear charm offensive*, Jonathan Leake, New Statesman, 23 de mayo de 2005. (<http://www.newstatesman.com/200505230004>)

9 *The Nuclear Renaissance*, World Nuclear Association. (<http://www.world-nuclear.org/info/inf104.html>)

2.1.1. Las verdaderas razones del declive nuclear

En realidad, el desarrollo de la industria nuclear civil nunca fue el resultado de decisiones económicas empresariales sino consecuencia de una determinación política y militar,¹⁰ lo cual explicaría las dificultades económicas con las que se encontró desde el primer momento. Ya lo advirtió C.G. Suits, vicepresidente de I+D de General Electric, en 1950 cuando advirtió que “la energía atómica es una forma excepcionalmente costosa e inconveniente de obtener energía ... se trata de una energía cara, no de energía barata como hemos inducido al público a creer”.¹¹

No es el momento de pasar revista a lo que ocurrió en las décadas de 1960 a 1980,¹² pero sí conviene entender qué se esconde detrás de la Figura 2.1.1 para deshacer algunos malos entendidos. Es común explicar la evolución representada en esta figura como el resultado del incremento de los precios del petróleo que tuvo lugar en 1973 y que habría empujado la construcción de centrales nucleares; un empuje que se habría ralentizado después del accidente de Three Mile Island en 1979, y definitivamente como consecuencia del accidente de Chernóbil de 1986. Esta interpretación pasa por alto, sin embargo, un detalle fundamental: que desde el momento en que se toma la decisión de construir una central nuclear hasta que ésta entra en operación transcurren unos 10 ó 12 años y que, por tanto, si queremos saber en qué momento se adoptaron las decisiones de construcción y cuándo se detuvieron, hay que desplazar hacia atrás el eje temporal algo más de una década. Lo que realmente ocurrió se observa mejor en la Figura 2.1.3 donde se representa la evolución acumulada de los pedidos de centrales nucleares en EE.UU., incluyendo las cancelaciones de proyectos en marcha y las clausuras de centrales entre 1953 y 2001.

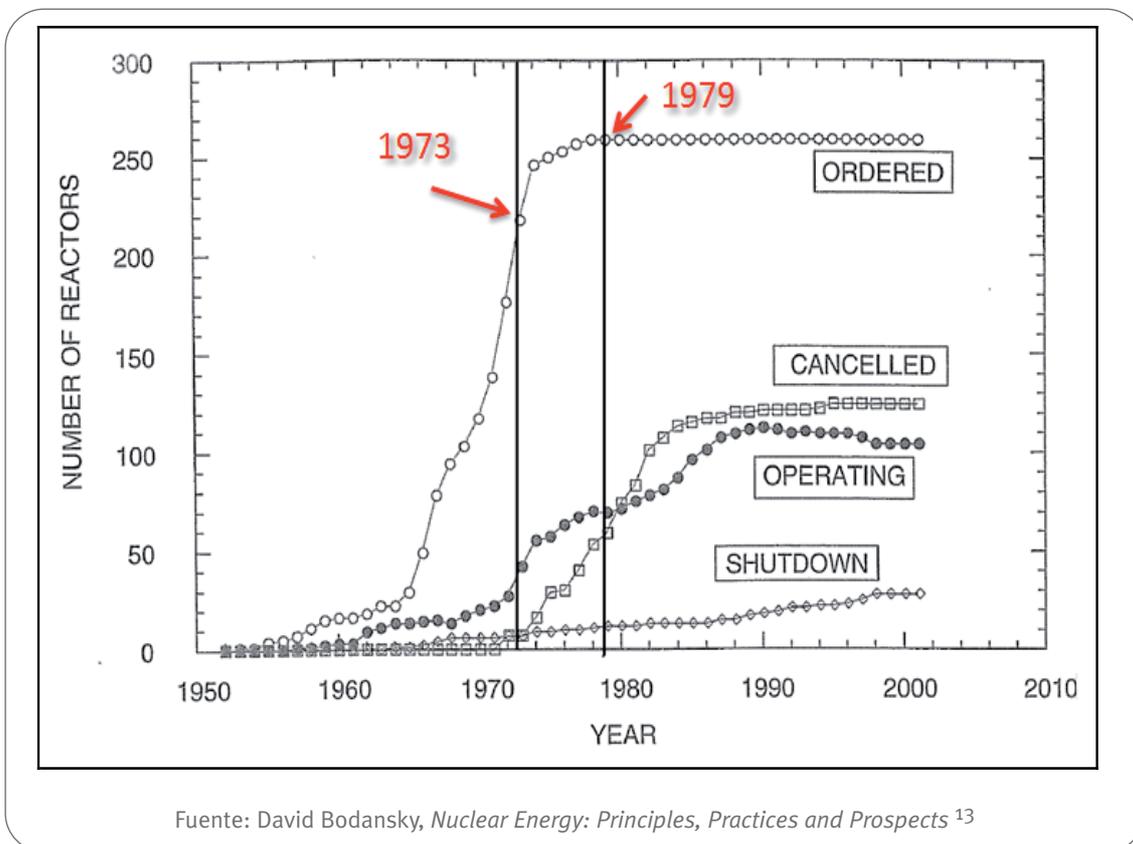
Entre 1965 y 1974 tuvo lugar en EE.UU. un rápido incremento en el número de pedidos de reactores, pero todo cambió abruptamente a partir de 1974. Si entre 1971 y 1974 se cursaron pedidos para 129 reactores, entre 1974 y 1978 ya sólo se cursaron 13 nuevos pedidos y desde 1978 hasta el día de hoy no se ha cursado ningún otro pedido. Ninguna de las centrales contratadas después de 1973 fue terminada: entre 1974 y 1984 se cancelaron 124 reactores, más de los que acabaron en funcionamiento. Del total de 259 pedidos cursados y de los 177 permisos de construcción concedidos, sólo 132 entraron en operación y de estos siguen hoy operativos 104. Fijémonos en que el accidente de TMI tuvo lugar en 1979 y que por tanto no pudo ser la causa de este abrupto cambio de tendencia.

10 Como explica David E. Lilienthal, el primer presidente de la AEC, en sus memorias: “no podía creer que Dios creara al hombre y le infundiera la capacidad de extraer la energía contenida en el corazón mismo de la materia para que sólo utilizara este conocimiento en la destrucción de este maravilloso mundo, que no es obra del hombre sino de Dios”. En esta frase se condensa la principal motivación de todo el desarrollo civil de la energía nuclear en Occidente: de alguna forma había que borrar el horror de Hiroshima y Nagasaki, máxime cuando la Guerra Fría iba a exigir un gran incremento de la producción de armas nucleares. La única forma de conseguir que la aplicación militar pudiera proseguir sin demasiada oposición popular era difundiendo y promoviendo también las “enormes ventajas” de la energía nuclear para usos civiles. Ese y no otro es el origen de todos los programas de desarrollo de la energía nuclear para aplicaciones civiles; un origen que explica las dificultades económicas que le acompañaron desde su nacimiento

11 *Power from the Atom – An Appraisal*, C.G. Suits, *Nucleonics*, vol. 8, nº 2, febrero 1951. En este mismo artículo, C. G. Suits escribía que “no resulta arriesgado decir ... que la energía atómica no es el medio por el cual el hombre se emancipará económicamente por vez primera, signifique esto lo que signifique; o que se quitará el yugo del trabajo físico, sea también eso lo que sea. En los laboratorios en los que se trabaja en este problema se oyen sonoras carcajadas cada vez que alguien, en un momento desafortunado, se refiere al átomo como la forma de superar la maldición bíblica. Ciertamente, no es así.”

12 Aquellos interesados en profundizar en este período pueden consultar *Light Water: How the Nuclear Dream Dissolved*, Irvin C. Bupp & Jean-Claude Derian, Basic Books, 1978; *Nuclear Inc.: The Men and Money Behind Nuclear Energy*, Mark Hertsgaard, Pantheon Books, 1983; y el libro de la referencia 13.

Figura 2.1.3. Evolución de los pedidos de centrales nucleares en EE.UU.



Fuente: David Bodansky, *Nuclear Energy: Principles, Practices and Prospects* ¹³

Las razones de este fracaso fueron casi exclusivamente económicas,¹⁴ y un factor muy importante fue la acusada caída del crecimiento de la demanda de electricidad consecuencia de la crisis de los 1970. Si entre 1953 y 1973 la demanda había crecido un 7% anual, en 1974 este crecimiento se detuvo en seco y cayó un 0,4%, como consecuencia del shock económico que produjo el brusco aumento de precios del petróleo en 1973. A partir de 1974 se ralentizó el crecimiento económico, hubo un mayor énfasis en el ahorro energético y, en consecuencia, el crecimiento anual medio del consumo eléctrico entre 1975 y 2000 se redujo al 2,7%, lo cual situó a las eléctricas frente a un gran exceso de capacidad planificada y en construcción. Su primera respuesta fue paralizar los planes de expansión, pero no fue suficiente y tuvieron que cancelar numerosos proyectos en distintas fases de desarrollo. A estas circunstancias económicas adversas se sumó, en 1979, el accidente de TMI que provocó, primero, la paralización de todas las licencias y construcciones durante un año y, posteriormente, debido a la presión popular, un aumento de las medidas de seguridad que tuvieron un gran impacto en los costes y en los plazos de construcción, y por tanto en el ritmo de cancelaciones. Además, la política monetaria que se adoptó para hacer frente a la recesión de 1973 supuso un notable incremento de las tasas de interés,

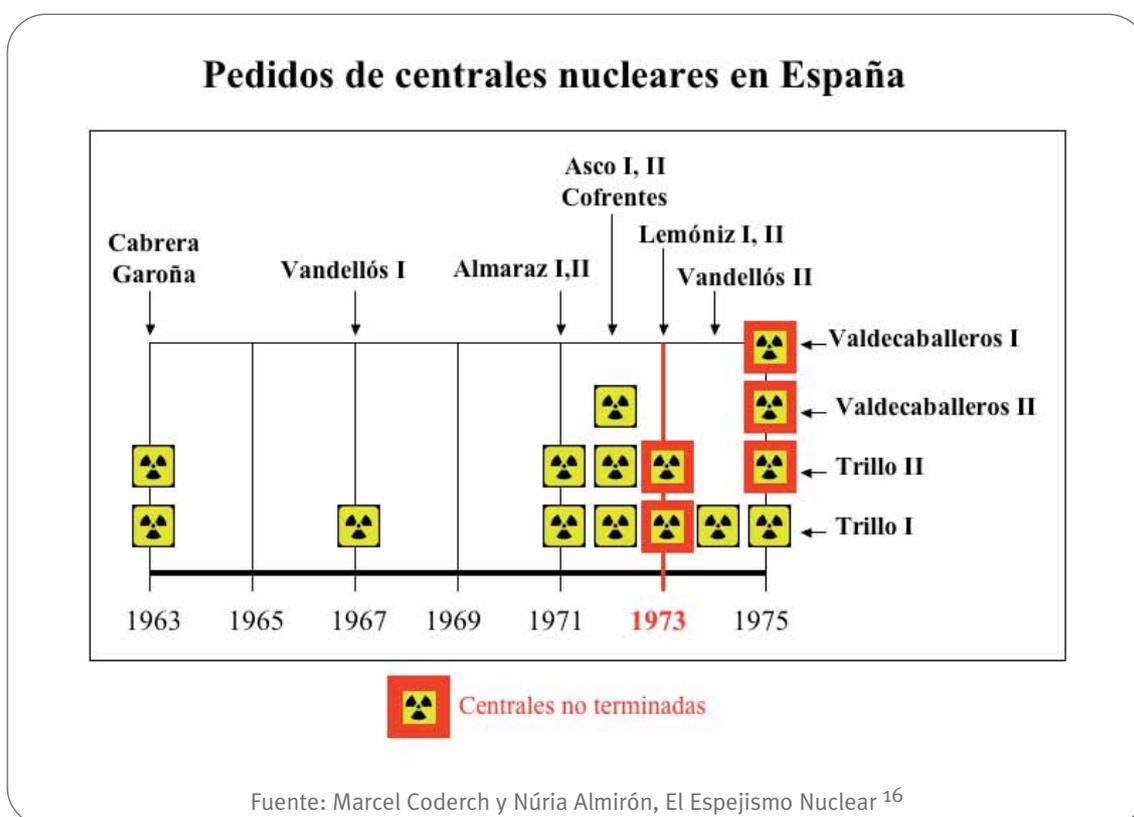
¹³ *Nuclear Energy: Principles, Practices and Prospects*, 2nd Ed., David Bodansky, Springer, 2004

¹⁴ “El fracaso del programa nuclear estadounidense es el peor desastre empresarial de la historia, un desastre de proporciones monumentales. Las compañías eléctricas llevan ya invertidos 125.000 millones de dólares y tendrán que invertir otros 140.000 antes de finalizar la década y sólo los ciegos o los interesados pueden pensar que se trata de dinero bien empleado. En realidad, se trata de una derrota para el consumidor norteamericano, para la competitividad de la industria, para las eléctricas que lo llevaron a cabo y para el sistema de empresa privada que lo hizo posible”, *Nuclear Follies*, James Cook, Forbes, 14 de febrero 1985.

añadiendo un factor más a una situación ya de por sí difícil que acabó por arruinar las finanzas de las compañías eléctricas y el programa nuclear estadounidense y de otros países.¹⁵

Algo muy parecido ocurrió en España, como se muestra en la Figura 2.1.4, si tenemos en cuenta que el caso de Lemóniz estuvo muy condicionado por el terrorismo de ETA. En ausencia de éste, lo lógico hubiera sido que los dos reactores situados en la costa vasca –prácticamente terminados– hubieran entrado en operación en lugar de Vandellós II y Trillo I. Por tanto, en condiciones normales tampoco ninguno de los reactores españoles cuya construcción se decidió después de 1973 hubiera entrado en operación, exactamente lo mismo que ocurrió en EE.UU.

Figura 2.1.4. Evolución de los pedidos de centrales nucleares en España



La moratoria nuclear española afectó a cinco grupos nucleares que estaban en distintos grados de finalización, por razones idénticas a las que hemos apuntado en el caso estadounidense; agravadas, si cabe, por el hecho de que las eléctricas españolas se habían endeudado en dólares para financiar las construcciones nucleares y al incremento de los tipos de interés tuvieron que añadir una evolución desfavorable del tipo de cambio. Los créditos, sin embargo, estaban avalados por el Estado español y el primer gobierno de Felipe González optó por asumir estas inversiones y trasladar a la tarifa eléctrica futura el pago durante veinticinco años de las

¹⁵ Mención aparte merece el programa nuclear francés que sí fue potenciado después de la crisis del petróleo de 1973. Las motivaciones de este programa y las consecuencias de que, a diferencia de EE.UU., el sector eléctrico estuviera nacionalizado en Francia se explican en la referencia de la nota 21.

¹⁶ *El Espejismo Nuclear: Por qué la energía nuclear no es la solución sino parte del problema*, Marcel Coderch y Núria Almirón, Los Libros del Lince, 2008

inversiones nucleares fallidas; inversiones que estaban incluidas en los Planes Eléctricos Nacionales aprobados por los sucesivos gobiernos de la Transición.¹⁷

En sentido estricto nunca ha habido en España una prohibición de construir nuevas centrales nucleares, más allá de la moratoria nuclear establecida para los cinco grupos de Lemóniz I y II, Valdecaballeros I y II y Trillo II. La vigente Ley 54/1997 del Sector Eléctrico así lo ratificó eliminando cualquier duda al respecto cuando dice que “en la generación eléctrica, se reconoce el derecho a la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de la libre competencia”. Por tanto, no hay en España prohibición ni moratoria nuclear alguna, por lo menos desde 1997.

Sea como sea, la energía nuclear fracasó económicamente a nivel global a mediados de los años 70 y además se vio adversamente afectada por los accidentes de TMI de 1979 y de Chernóbil de 1986. Estos accidentes vinieron a dar la razón a aquellos que ya la criticaban desde sus comienzos por su peligrosidad operativa y contribuyeron a que en la opinión pública todavía hoy predominen aquellos que son contrarios a su reactivación.¹⁸ En cierto sentido, la historia de la energía nuclear en las cuatro últimas décadas puede resumirse en que pasó de ser *too cheap to meter* (demasiado barata para ser facturada)¹⁹ a convertirse en *too expensive to matter* (demasiado cara para ser relevante), y en demasiado impopular para insistir en ella.

2.1.2. El Futuro Global de la Energía Nuclear: el informe del MIT

En el año 2003, el Massachusetts Institute of Technology (MIT) reunió a un selecto grupo multidisciplinar de académicos para analizar el futuro de la energía nuclear, y las posibilidades que podía tener esta opción en el portafolio futuro de tecnologías de generación eléctrica. El informe, que a día de hoy sigue siendo el intento más serio y concienzudo de analizar cuantitativa y cualitativamente las posibilidades de futuro de la energía nuclear,²⁰ parte de la premisa de que la energía nuclear podría ser una opción para reducir las emisiones, pero que “en las condiciones actuales es improbable que lo sea porque está estancada y se enfrenta al declive”. Por

17 A este respecto, cabe citar las palabras del ex-ministro de Industria, Juan Manuel Eguíagaray: “Es conocido que en pleno proceso de transición democrática el sector público tuvo que rescatar financieramente a las empresas eléctricas del país, que se habían embarcado en un proceso de inversión faraónico, derivado de una planificación delirante, en absoluta contradicción con las necesidades constatadas de la demanda eléctrica en España. La preferencia por la energía nuclear contenida en aquellos planes puso en marcha la construcción de más grupos nucleares de los razonablemente necesarios, lo que llevó, por razones mucho más financieras que de cualquier otro tipo, a la llamada moratoria nuclear a partir de 1982. Los costes de la paralización de proyectos de construcción en curso, así como el saneamiento financiero de las empresas, recayeron sobre los consumidores durante largos años, mediante recargos pagados en el recibo de la luz.” *Reflexiones sobre la incertidumbre energética*, Juan Manuel Eguíagaray, Cuadernos de la Energía, nº 21, junio 2008, Club Español de la Energía. (<http://www.enerclub.es/es/frontNotebookAction.do?action=viewCategory&id=40&publicationID=1000047100>)

También Carlos Solchaga, ministro de industria del primer gobierno de Felipe González, dice que “el 6 de mayo de 1983, el gobierno del PSOE firmó el Protocolo de Acuerdo de las Empresas Eléctricas ... y se decidió que el 50% de aumento en las tarifas se habría de dedicar al saneamiento financiero del sector que, sencillamente, estaba quebrado”, *El Siglo*, 25 de septiembre de 2005.

18 Ver por ejemplo, *Attitudes Toward Energy*, Eurobarometer 2006, Comisión Europea. (http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_247_en.pdf)

Encuestas más recientes parecen indicar, sin embargo, que en algunos países, estas actitudes negativas estarían en retroceso, seguramente debido a la persistente presión mediática de los últimos años. Curiosamente, sin embargo, en Finlandia, donde primero se produjo este cambio en la opinión pública, encuestas recientes apuntan a que los partidarios de no construir nuevos reactores vuelven a ser ahora mayoría, un 53%, frente al 34% que sí apoyaría la construcción de nuevas centrales. (http://en.wikipedia.org/wiki/Nuclear_power_in_Finland)

Para una encuesta española más reciente, ver: *Años de mensaje antinuclear lastran aún más el futuro de esta energía*, *Expansión*, 21 de abril de 2009. (<http://www.expansion.com/2009/04/17/economia-politica/1239990809.html>)

19 *Too cheap to meter* es una expresión que utilizó Lewis Strauss, primer presidente de la Atomic Energy Commission en 1954 y que se hizo tristemente famosa porque los hechos la desmintieron con rotundidad.

20 *The Future of Nuclear Power: An interdisciplinary MIT study*, MIT, 2003. (<http://web.mit.edu/nuclearpower/>)

ello, el estudio analiza qué supuestos habrían de darse para que pudiéramos conservar la energía nuclear como una opción de futuro significativa para reducir las emisiones, al tiempo que contribuyera a satisfacer la creciente demanda de electricidad.

La principal conclusión a la que llegan los expertos del MIT es que para preservar la opción nuclear para el futuro es necesario resolver los cuatro problemas críticos que arrastra desde sus comienzos: coste, seguridad, residuos y proliferación; a los cuales cabría añadir quizás el de la percepción social. Estos problemas se acentuarían, además, si tenemos en cuenta que para satisfacer la demanda mundial habría que construir reactores en muchos países hoy no nuclearizados y en vías de desarrollo. La superación de estos problemas, sin embargo, exige un esfuerzo técnico, político y económico de tal magnitud que “sólo estaría justificado si la energía nuclear pudiera contribuir significativamente a la reducción de las emisiones, lo cual implica una importante expansión del parque nuclear mundial. Preservar la opción nuclear significa planificar su crecimiento, y trabajar para un futuro en el que la energía nuclear sea una fuente energética competitiva, más segura y menos arriesgada”, afirman. Por todo ello, “desde el punto de vista de políticas públicas, los únicos escenarios que merecen ser considerados son o un despliegue a gran escala, o el abandono de la energía nuclear a lo largo de la primera mitad de siglo”. En su opinión, “plantear pequeños incrementos de capacidad nuclear justificándolos por el ahorro de emisiones es capcioso”.

En consecuencia, los autores analizan un escenario global de crecimiento que triplicaría el parque nuclear de aquí al año 2050 (entre 1.000 y 1.500 GWe).²¹ Según el estudio, este despliegue ahorraría entre 800 y 1.800 millones de toneladas anuales de emisiones de carbono, lo cual representa entre el 15 y el 25% del incremento de las emisiones del escenario business-as-usual a 2050, según substituyeran a centrales de gas o de carbón, o entre el 8% y el 12% de las emisiones totales a 2050. El estudio no analiza otras opciones de reducción de emisiones y por ello sus autores advierten que no pueden “llegar a conclusiones acerca de las prioridades relativas entre diversas opciones de reducción de emisiones”, aunque consideran que sería un error excluir a priori cualquiera de las opciones sin hacer el correspondiente análisis coste-beneficio.

En lo referente a costes, el estudio concluye que en mercados con generación eléctrica liberalizada la energía nuclear no es competitiva con el gas y el carbón. Sin embargo, si se redujera la inversión necesaria por debajo de los 1.500 \$/kW;²² si se acortara el período de construcción a 4 años y se rebajaran en un 25% los costes variables de operación y mantenimiento; si se igualara el coste de capital con el de otras opciones; y si se penalizaran las emisiones de CO₂, la energía nuclear podría tener ventajas de coste.

En cuanto a la seguridad operativa, el estudio considera que habría que mantener una tasa de accidentes graves – con daños en el núcleo – por debajo de un accidente cada 50 años. Ello implica, dado el incremento previsto del parque nuclear, que hay que dividir por diez la tasa de accidentes de los diseños actuales, lo cual es considerado plausible por los autores en base a lo que la industria manifiesta acerca de sus nuevos diseños. Otro prerequisite que consideran fundamental es el de encontrar una solución a la proliferación, ya que consideran que “el régimen internacional actual es inadecuado para afrontar los retos de seguridad que plantearía el escenario de crecimiento propuesto.” A estos efectos, señalan que “los conflictos entre los principios sobre los que descansa el Tratado de No Proliferación Nuclear (TNP) y los deseos de otros países [como Rusia o los EE.UU. por un lado, e Irán por otro], podrían incrementarse en un escenario de difusión de la tecnología nuclear.” El objetivo debería ser “minimizar los riesgos de proliferación en todo el ciclo de combustible nuclear”. Por ésta y también por otras razones de índole económica, proponen el ciclo abierto de

21 Un escenario similar al que tanto Gordon Brown como John McCain se han referido recientemente, y también la Agencia Internacional de la Energía en su *Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios & Strategies to 2050*. (<http://www.independent.co.uk/news/uk/home-news/brown-says-world-needs-1000-extra-nuclear-power-stations-846238.html>) (<http://www.johnmccain.com/informing/news/Speeches/13bc1d97-4ca5-49dd-9805-1297872571ed.htm>) (<http://www.iea.org/Textbase/techno/etp/index.asp>)

22 En dólares de 2003 y para el llamado coste *overnight*. Es decir, sin tener en cuenta los costes financieros durante el período de construcción ni otros costes conexos.

combustible, sin reprocesamiento, suponiendo que habría suficiente uranio natural para toda la vida útil del parque contemplado (algo que otros estudios ponen en duda).²³

Finalmente, la cuestión que los autores consideran “uno de los problemas más difíciles a los que se enfrenta la industria nuclear”: los residuos, ya que “más de cuarenta años después de que entrara en funcionamiento la primera central nuclear comercial, ningún país ha conseguido deshacerse de sus residuos de alta actividad”. En su opinión, el almacenamiento geológico profundo es viable técnicamente para asegurar que en los alrededores del depósito la radiación sea inferior a los 15 milirems/año durante los 10.000 años posteriores al almacenamiento final. Sin embargo, señalan que la ejecución de un proyecto así no ha sido demostrada ni puede darse por segura.²⁴ En cuanto a la posibilidad de separar y transmutar los residuos, los autores dicen no creer que “pueda plantearse un caso convincente basado sólo en consideraciones de tratamiento de residuos que demuestre que los ciclos avanzados de combustible que separan y transmutan los residuos compensarían sus riesgos y costes”. Proponen estudiar la tecnología de perforaciones profundas que puede ofrecer la posibilidad de mejorar los almacenes geológicos a un coste menor y plazos más cortos que los esquemas de partición y transmutación.

Tengan o no razón los expertos del MIT, y sean o no viables las soluciones que consideran plausibles, no parece probable que se dé un despliegue nuclear de la dimensión propuesta sin el liderazgo norteamericano, sin la participación de los países europeos, y sin que se inicien programas nucleares en muchos países emergentes y en vías de desarrollo. Es por ello que lo que ocurra en EE.UU. y en países como el Reino Unido y Alemania es fundamental. Sólo estos países, que junto a Rusia, Francia, Japón, Corea del Sur y China copan actualmente más del 80% del parque nuclear mundial, tienen tamaño y recursos para justificar las inversiones que requiere la mejora de la tecnología nuclear actual. Pero una expansión nuclear de esta magnitud tendría, en estos países, importantes implicaciones para la estructura de la propia industria nuclear y de la de sus clientes, las empresas eléctricas.

Dado que la energía nuclear tiene importantes repercusiones públicas en áreas como seguridad, gestión de residuos, emplazamientos, proliferación, etc., los gobiernos tienen una responsabilidad especial a la hora de cerciorarse de que la estructura industrial que en su caso se desarrolle asegure la solución de esta problemática. La intersección de estos asuntos públicos con el funcionamiento de un mercado liberalizado no resulta fácil y no puede resolverse, como en otras industrias, con una regulación somera.²⁵

De una forma u otra, todas las centrales nucleares hoy en funcionamiento fueron construidas por monopolios estatales, o por compañías eléctricas verticalmente integradas operando en un entorno regulado que les

23 Este es quizás el talón de Aquiles del escenario contemplado por el MIT, ya que las estimaciones de las reservas de uranio razonablemente localizadas y a un coste compatible con las demás hipótesis quedan bastante por debajo de las necesidades de un parque de 1.500 reactores funcionando durante 50 años. De hecho, el propio proyecto de la IV Generación parte del supuesto de que estas reservas no serán suficientes, siquiera para un crecimiento vegetativo del parque actual. Puestos en contacto con los redactores del informe solicitando información adicional sobre este extremo, la respuesta fue que “desafortunadamente no podemos ir más allá de lo que se dice en el estudio, pero estamos convencidos de que hay suficientes reservas de uranio”. El reciente *Uranium 2007: Resources, Production and Demand* de la NEA/IAEA cifra en 5,5 millones de toneladas el uranio localizado y extraíble a menos de 59\$/lb, y otros 10,5 millones de toneladas de recursos hipotéticos y especulativos sin estimación de costes. El programa propuesto por el MIT requeriría unos 10 millones de toneladas de uranio hasta 2050 y los cálculos económicos se hicieron suponiendo un precio del uranio de 30\$/lb.

24 El despliegue nuclear que proponen requeriría la construcción de un almacén similar al proyectado en Yucca Mountain (70.000 toneladas de combustible gastado) cada tres o cuatro años en algún lugar del mundo. Yucca Mountain lleva más de veinte años de estudios que han costado 10.000 millones de dólares y según los planes originales debía estar operativo en 1998, pero la última fecha prevista es 2017. Sin embargo, no parece ya que nunca vaya a estar operativo ya que el Congreso norteamericano redujo su presupuesto para 2008 en un 21% y la administración Obama ha decidido no iniciar la construcción. En cualquier caso, si se construyera con la capacidad prevista no podría siquiera acoger los residuos ya generados a día de hoy en los EE.UU. y que están pendientes de almacenamiento al lado de los reactores que los han producido.

25 De hecho, sólo en mercados escasamente liberalizados, como China, Francia, Rusia o Corea hay planes concretos de construcciones nucleares. Areva y EDF, ambas propiedad del estado francés, son casi las únicas empresas occidentales que apuestan decididamente por invertir para retomar las construcciones, ya sea en su país o en otros mercados.

garantizaba el retorno de sus inversiones; aunque en EE.UU. y en el Reino Unido algunas fueran después vendidas a terceros con enormes pérdidas y operen ahora en un mercado parcialmente liberalizado. En el caso español, la transición de un mercado regulado con mecanismos de tarifas ajustadas según la filosofía cost-plus a un mercado de generación liberalizado dio lugar a los llamados Costes de Transición a la Competencia (CTC), más de la mitad de los cuales se asignaron a las centrales nucleares, lo cual podría explicar que ahora estén ya prácticamente amortizadas y sean por ello muy rentables para sus propietarios.²⁶

En el marco regulatorio tradicional, por tanto, muchos de los riesgos asociados a los costes de construcción, al rendimiento operativo de la central, a las oscilaciones del precio del combustible y otros factores son asumidos por los consumidores y no por las eléctricas, ya que se compensa vía tarifa cualquier desviación. En el actual marco europeo de liberalización, sin embargo, la Directiva 2003/54 considera necesario fomentar y mantener la competencia en el mercado de generación y, como bien señala Claudio Aranzadi en un reciente artículo,²⁷ son por ello las empresas eléctricas las que tienen que “decidir si invierten o no en nuevas centrales nucleares en función de la rentabilidad esperada de la inversión y de las restricciones establecidas por la normativa específica”. Lógicamente, añade, “tanto los riesgos de mercado como los de inversión (plazos y costes) deberían ser soportados por las propias empresas,” coincidiendo con lo que afirma también el informe del MIT.

Ahora bien, ¿estamos ante un entorno y unas perspectivas económicas que permitan pensar que se dan las condiciones para un renacimiento nuclear como el que lleva varios años anunciándose – y como el que analiza el informe del MIT –, o bien pudiera darse una repetición, quizás acelerada, de lo que aconteció en la década de 1970?

2.2.3. El panorama estadounidense: planes atascados

Como hemos dicho, si tiene que haber renacimiento nuclear serán los países occidentales más nuclearizados los que deban tomar la iniciativa y, entre ellos, de forma destacada, los EE.UU., como poseedores del 25% de todo el parque nuclear mundial. La administración de George W. Bush lanzó en el 2002 el programa Nuclear Power 2010²⁸ como parte de la referida Política Energética Nacional, con objeto de reactivar las construcciones nucleares en EE.UU. El programa cristalizó en la constitución de tres consorcios empresariales que recibieron subvenciones para identificar posibles emplazamientos, evaluar nuevos diseños de reactores, estudiar los aspectos económicos de las nuevas construcciones y, sobre todo, para ensayar los nuevos procesos de licencia y regulación que la Nuclear Regulatory Commission (NRC) tenía previsto poner en marcha. El objetivo declarado era tener una central de nueva construcción operando antes de finalizar la década, lo cual requería que se cursara el pedido del reactor alrededor de 2003. Los planes, sin embargo, no surtieron efecto y la administración Bush se vio obligada a ampliar las ayudas a la industria nuclear para intentar que alguna empresa diera el primer paso, y lo hizo con la Energy Policy Act de 2005 (EPA 2005), que recogió muchas de las recomendaciones de los expertos del MIT.²⁹

La EPA 2005 incluye un conjunto de medidas destinadas a incentivar la construcción de los seis primeros reactores de una nueva generación, mediante una combinación de incentivos fiscales, subvenciones y avales estatales. Concretamente, y para la energía nuclear, la EPA 2005 incluye la extensión de la Price-Anderson Act

26 El Libro Blanco sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España, José Ignacio Pérez Arriaga, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Junio de 2005, Capítulo 6 páginas 448 y siguientes. (<http://www.mityc.es/energia/es-ES/Servicios1/Destacados/LibroBlanco.pdf>)

27 *Ni freno ni acelerador a la energía nuclear*, Claudio Aranzadi, El País, 12 de junio de 2008. (http://www.elpais.com/articulo/opinion/freno/acelerador/energia/nuclear/elpepiopi/20080612elpepiopi_12/Tes)

28 *A Roadmap to Deploy New Nuclear Power Plants in the United States by 2010*, DOE, octubre 2001. (<http://nuclear.gov/np2010/neNP2010a.html>)

29 *Energy Policy Act 2005*, Congreso de los EE.UU. (http://www.epa.gov/oust/fedlaws/publ_109-058.pdf)

que limita la responsabilidad civil de las centrales nucleares por otros 20 años; autoriza la compensación de hasta 2.000 millones de dólares por sobrecostos debidos a retrasos imputables a litigios con la NRC; asigna una prima de 1,8 ¢\$/kWh durante ocho años con un límite de 125 millones de dólares anuales por reactor para los 6.000 primeros MWe de nueva generación nuclear; establece un régimen de avales estatales que cubren hasta el 80% de la inversión, por un importe total que habrá de ir aprobando el Congreso estadounidense (18.500 millones de dólares autorizados hasta el momento); autoriza la financiación de un reactor de demostración para la producción simultánea de electricidad e hidrógeno por un importe de 1.250 millones de dólares; y mejora el tratamiento fiscal de los gastos de desmantelamiento de centrales estimado en un ahorro para las eléctricas nucleares de unos 1.300 millones de dólares; amén de una serie de medidas menores que se espera faciliten el futuro despliegue nuclear.³⁰ Todo ello destinado a “arrancar”³¹ el proceso de construcciones o, como dice John Kane del Nuclear Energy Institute (NEI), para ayudar a “dar el empujoncito que se necesita para saltar la primera valla”.³²

A pesar de ello, y transcurridos ya cuatro años desde la entrada en vigor de la EPA 2005, ninguna empresa norteamericana ha tomado todavía la decisión de construir una nueva central nuclear y algunas de ellas han cancelado ya sus planes al respecto. Parece que este paquete de incentivos es todavía insuficiente, siquiera para animar a unas pocas construcciones. Por el momento, unas diecisiete empresas o consorcios han manifestado su posible interés en construir hasta treinta reactores pero ninguna de ellas ha llegado hasta obtener una licencia de construcción ni ha tomado la decisión firme de construir.³³ Quizás por eso la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía (DOE) estadounidense no prevé más que 17 nuevos reactores antes del 2030, menos de una central por año, con un incremento neto de generación nuclear de sólo 13 GWe, como muestra la Figura 2.1.5.³⁴

Según la EIA, de los 255 GWe de nueva capacidad a instalar en los EE.UU. en los próximos veinte años, sólo un 5% serían nucleares, lo cual no haría sino que la cuota nuclear del mix norteamericano – situada ahora alrededor del 20% – continuara descendiendo años tras año. Por el contrario, el gas natural coparía el 54,5% del incremento del parque de generación y las energías renovables el 22%, creciendo también el carbón. A juzgar por las declaraciones de los actuales responsables del DOE y por los planes de estímulo fiscal aprobados, es muy posible que estas cifras varíen en favor de una mayor potenciación de las energías renovables, pero no de la nuclear, que ha quedado por el momento excluida de estos planes.³⁵

30 *2005 Energy Act: The Impacts on Nuclear Power*, ICF International, 2005.
(<http://www.icfi.com/Markets/Energy/Energy-Act/nuclear-power.pdf>)

31 El término inglés empleado es “jump-start”; es decir, como arrancar un coche con un puente eléctrico.

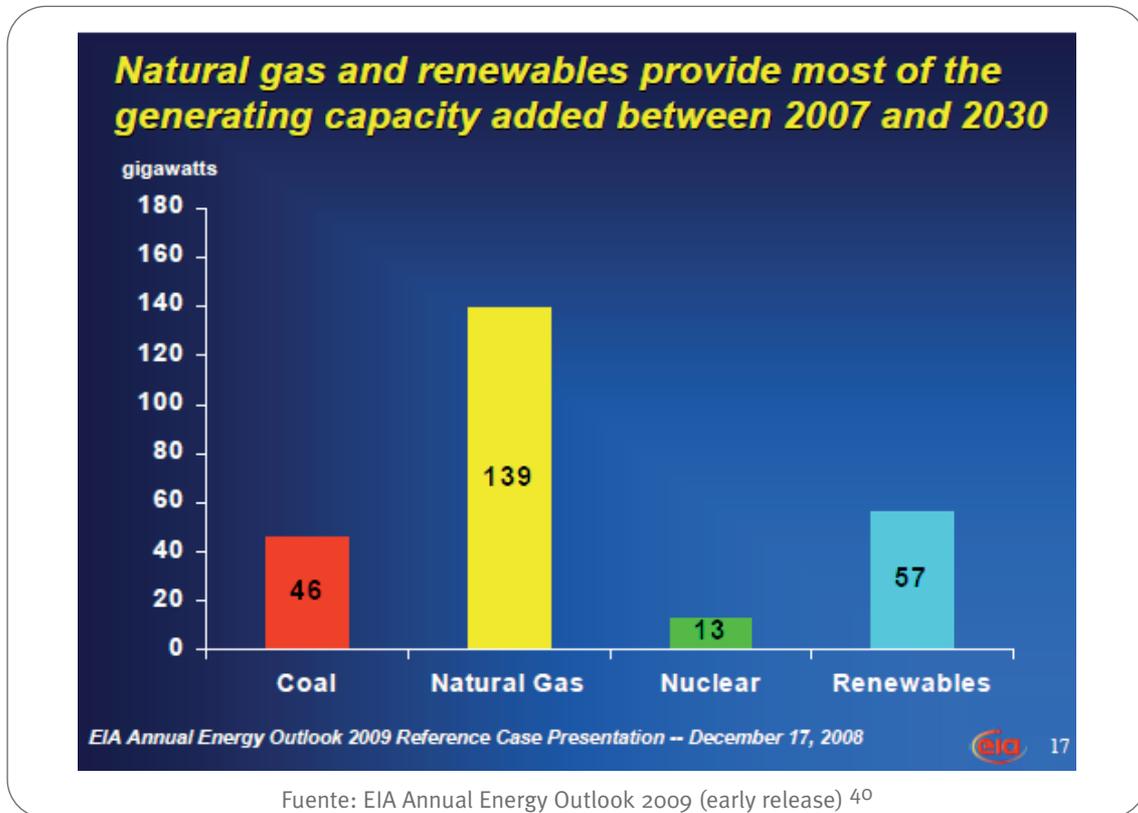
32 *Energy Bill Raises Fears About Pollution, Fraud: Critics point to perks for industry*, Washington Post, 30 de julio de 2005.
(<http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2005/07/29/AR2005072901128.html>)

33 Esa era la situación a enero de 2009. Para un seguimiento de los acontecimientos, ver:
(<http://www.nei.org/keyissues/newnuclearplants/>)

34 *Annual Energy Outlook 2009 (early release)*, Energy Information Administration, diciembre 2008.
(http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/pdf/aeo2009_presentation.pdf)

35 *Gauging the Prospects for Nuclear Power in the Obama Era*, Kent Garber, US News & World Report, 27 de marzo de 2009.
(<http://www.usnews.com/articles/news/energy/2009/03/27/gauging-the-prospects-for-nuclear-power-in-the-obama-era.html>)

Figura 2.1.5. Previsión del incremento de generación 2007-2030 en EE.UU.



Sea como sea, las sucesivas previsiones del DOE en los últimos años demuestran que si bien antes de la crisis financiera las perspectivas de un renacimiento nuclear significativo en EE.UU. eran ya bastante inciertas, la crisis supone un impedimento adicional que hace prever una recuperación nuclear muy modesta.³⁶ Lo mismo parece estar ocurriendo en otros países, como por ejemplo en Sudáfrica o, a una escala menor, en Turquía, donde tenían planes bastante ambiciosos que han cancelado recientemente. Tan sólo China parece mantener intactos sus planes de pasar del 2% de electricidad nuclear que genera actualmente al 4 ó 5% en el 2030. ³⁷⁻⁴⁰

¿Por qué cuatro años después de la decidida apuesta de la administración Bush, de las múltiples medidas favorables y de que el Congreso haya autorizado hasta 18.500 millones de dólares en avales, sigue sin existir ni un solo proyecto firme de construcción de una central nuclear en EE.UU.? Las razones son, de nuevo, económicas, como no se cansan de repetir los máximos responsables de las eléctricas estadounidenses. John Rowe (presidente de Exelon, la primera operadora nuclear estadounidense), por ejemplo, empieza por afirmar que “dudo que haya nadie más familiarizado con los riesgos financieros de la nuclear, o alguien que esté más

³⁶ *Economic Woes Delay US Nuclear Expansion*, Bernie Woodall and Scott DiSavino, Reuters, 17 de marzo de 2009. (<http://www.reuters.com/article/idUSTRE52G4UF20090317>)

³⁷ *Eskom puts Nuclear Plant on Hold*, Roob M. Stewart, The Wall Street Journal, 7 de diciembre de 2008. (http://online.wsj.com/article/SB122868998183686411.html?mod=googlenews_wsj)

³⁸ *Nuked: Economic Downturn Threatens Nuclear Power Renaissance Too*, Keith Johnson, The Wall Street Journal, 8 de diciembre del 2008. (<http://blogs.wsj.com/environmentalcapital/2008/12/08/nuked-economic-downturn-threatens-nuclear-powers-renaissance-too/>)

³⁹ *Entergy Suspends Two Nuclear Plant Applications*, Reuters, Houston, 9 de enero de 2009. (<http://www.reuters.com/article/rbssUtilitiesElectric/idUSN0950363520090109>)

⁴⁰ *Turkey's First Nuclear Tender to be Cancelled Due to High Price Report*, Hurriyet Daily News, 23 de enero de 2009. (<http://www.hurriyet.com.tr/english/finance/10824979.asp?scr=1>)

preocupado por ello que yo mismo” para concluir que: “no vamos a construir nuevas centrales nucleares sin el aval del gobierno federal”,⁴¹ una afirmación que también comparte Michael Wallace, vicepresidente de Constellation Energy y del consorcio UniStart Nuclear.⁴²

El año pasado la industria hablaba de que necesitaría 25.000 millones en el 2008 y 50.000 millones en los próximos dos años.⁴³ Las últimas informaciones hablan de que se necesitaran avales por importe de 122.000 millones de dólares para cubrir las primeras 14 solicitudes en trámite.⁴⁴ Sin embargo, para Gregory Jacko, consejero de la NRC, ni siquiera esas cantidades serán suficientes ya que según sus cálculos para construir la siguiente generación de reactores nucleares se necesitarán 500.000 millones de dólares en avales (para 50 nuevos reactores).⁴⁵ En junio de 2008, la Government Accountability Office (GAO),⁴⁶ órgano encargado de la supervisión económica del Congreso norteamericano, informó al propio Congreso de que el riesgo de tener que hacer efectivas estas garantías lo estimaban cercano al 50%,⁴⁷ lo cual es indicativo de la gran incertidumbre y del escepticismo económico que rodea a todo lo referente al renacimiento nuclear en EE.UU.

¿Cómo puede ser que en menos de cuatro años se haya pasado de considerar que unos cuantos miles de millones de dólares en avales estatales podían ser suficientes, a hablar de medio billón de dólares? Nos encontramos de nuevo con la sensación del deja vu de los años 1970: nadie sabe cuánto costarán las nuevas centrales y cada nueva estimación supera con creces la anterior en una espiral que parece no tener fin. Si el estudio del MIT cifraba en unos 2.000 \$/kW la inversión necesaria en una central nuclear – según la experiencia anterior a 2003 – y postulaba un 25% de ahorro como factor necesario para que fueran competitivas en relación al carbón y al gas, las últimas estimaciones más que cuadruplican la hipótesis del MIT.⁴⁸

El análisis público más completo y riguroso de que se dispone es el realizado por Florida Power&Light (FPL) para la construcción de dos reactores Westinghouse AP-1000 de 1.100 MW cada uno. La última estimación, de enero de 2008, cifraba entre 12 y 18.000 millones de dólares el coste total del proyecto.⁴⁹ Es decir, entre 5.500 y 8.200 \$/kW, más del doble de la estimación que había hecho Progress Energy Florida (PEF) dos años antes y cuatro veces la estimación del MIT en 2003, pero en línea con la estimación realizada por Moody's en octubre de 2007,⁵⁰ que cifraba la inversión en unos 6.000 \$/kW.⁵¹ Tres meses más tarde, PEF estimaba también en 17.000

41 *America's Energy Future: Carbon, Competition and Kilowatts*, John Rowe, The Brookings Institution, 12 de febrero de 2008. (http://www.brookings.edu/~media/Files/events/2008/0212_energy/20080212_energy.pdf)

42 *Energy Bill Aids Expansion of Atomic Power*, E. L. Andrews y Matthew Wald, NYT, 31 de Julio de 2007. (<http://www.nytimes.com/2007/07/31/washington/31nuclear.html>)

43 Ver referencia 44.

44 *Nuclear Energy 2009: In Turbulent Times Still a Solid Value*, Wall Street Briefing, Marvin Fertel, Nuclear Energy Institute, febrero 2009. (<http://www.nei.org/resourcesandstats/documentlibrary/reliableandaffordableenergy/presentations/in-turbulent-times-still-a-solid-value/>)

45 *Government Loan Guarantees for New Nuclear Too Small*, Selina Williams, Dow Jones Newswire, 10 de marzo de 2008. (<http://www.tmia.com/News/LoansTooSmall.htm>)

46 Government Accountability Office (<http://www.gao.gov/about/index.html>)

47 *Nuclear Loan Guarantees: Another Taxpayer Bail-Out Ahead?*, David Schissel, Michael Mullett and Robert Alvarez, Union of Concerned Scientists, marzo 2009. (http://www.ucsusa.org/assets/documents/nuclear_power/nuclear-loan-guarantees.pdf)

48 Para un análisis detallado de las estimaciones recientes de la inversión necesaria, ver: *Assessing Nuclear Plant Capital Costs for the Two Proposed Reactors at the South Texas Project Site*, Arjun Makhijani, marzo 2008. (<http://www.ieer.org/reports/nuclearcosts.pdf>)

49 *Nuclear Costs Explode*, Russell Ray, The Tampa Tribune, 15 de enero de 2008. (<http://www2.tbo.com/content/2008/jan/15/bz-nuclear-costs-explode/>)

50 *New Nuclear Generation in the United States: Keeping Options Open vs. Addressing an Inevitable Necessity*, Moody's Corporate Finance, octubre 2007. En este informe se dice: “creemos que no se sabe el coste final de construir nueva capacidad de generación nuclear y que las estimaciones actuales representan las mejores estimaciones posibles, pero están sujetas a cambios”. Los analistas de Moody sólo esperan una o dos centrales para 2015. (http://www.alacrastore.com/storecontent/moodys/PBC_104977)

millones de dólares un proyecto similar al de FPL, el triple de su estimación inicial, y proponía un aumento del 3 al 4% anual de las tarifas eléctricas durante los diez años que estima durará la construcción para ayudar a financiar el proyecto, en una propuesta sin precedentes.⁵² “No podemos eludir que la electricidad nuclear tiene un coste por adelantado para el consumidor, porque lo tiene”, dice Jeff Lyash, presidente de Progress Energy Florida,⁵³ en franca contradicción con aquellos que defienden que los costes de la nuclear son inferiores a los de otras alternativas. Ahora, sin embargo, la crisis económica ha reducido la demanda y ante las protestas de sus clientes esta misma eléctrica se ha echado atrás en sus planes de incrementar por adelantado las tarifas.⁵⁴

Algo similar está ocurriendo con muchos de los proyectos que se encuentran en negociación hasta el punto que compañías como la MidAmerican Nuclear Energy Co., propiedad del magnate Warren Buffett, y la South Carolina Electric&Gas Co. han anunciado que abandonan sus planes de construcción.⁵⁵ Otros, como Duke Energy de South Carolina, prefieren mantener los costes en secreto para no dar armas a sus oponentes.⁵⁶ Si en el 2005, cuando se especulaba con unos costes de construcción muy inferiores, la EIA decía que “no se espera que las nuevas centrales resulten económicas”,⁵⁷ ahora parecería que la situación ha empeorado sensiblemente. Así lo confirma el Wall Street Journal cuando afirma que “los elevados costes pueden incrementar notablemente la factura eléctrica e inevitablemente encenderán el debate acerca de la capacidad de la industria nuclear para satisfacer las crecientes necesidades energéticas”.⁵⁸

2.1.4. La propia industria norteamericana pide realismo y precaución

En la asamblea general del Nuclear Energy Institute de 2008, John Rowe, presidente de Exelon Corp. (la mayor eléctrica nuclear estadounidense), explicaba el estado de ánimo en que se encuentra la industria nuclear de aquel país. “No podemos dejarnos llevar por el entusiasmo de las notas de prensa... hemos de crear expectativas realistas... el renacimiento nuclear se desarrollará lentamente... quizás entre cuatro y ocho centrales a partir de 2016. Si estos primeros proyectos cumplen con sus calendarios y presupuestos, y si no tienen problemas de licencias y gozan del apoyo del público, podríamos iniciar una segunda ola de construcciones una vez la primera ola entre en explotación comercial.”

- 51 Para ser precisos, estas estimaciones no son del todo comparables con la cifra del MIT, ya que ésta no incluye todos los costes de construcción, mientras que las de Moody y las de las eléctricas sí pretenden incorporarlos todos para tener una cifra más realista. Como dice Moody (ver referencia 47), “los costes overnight a menudo no incluyen costes propios ni la escalada de precios durante la construcción. A nosotros lo que nos preocupa es el total de todos los costes. Es como si al comprar una casa no tuviéramos en cuenta los muebles, los electrodomésticos, el arreglo del jardín, etc.”
- 52 Lo que *Progress Energy Florida* está proponiendo es que los consumidores no sólo asuman el riesgo de unos precios futuros más elevados como consecuencia de sobrecostes y retardos en la construcción de reactores nucleares, sino que empiecen a pagar ya más por la electricidad producida por otras plantas mientras dura la construcción y por un período de diez años para así mitigar los costes financieros. Es dudoso que el regulador permita esta práctica y que los clientes la acepten.
- 53 *Nuke Plant Price Triples: Progress energy's planned plant costs \$17 billion*, Asjlyn Loder, St. Petesburg Times, 11 de marzo de 2008. (http://www.sptimes.com/2008/03/11/State/Nuke_plant_price_trip.html)
- 54 *Progress Florida pares early nuclear charges*, Reuters, Houston, 17 de marzo de 2009. (<http://uk.reuters.com/article/idUKN1729706420090317>)
- 55 *Warren Buffett rejects Nuclear Plant in Idaho due to high cost*, Andrea Shipley, SunValley, 29 de enero de 2008; *SCE&G suspends plans to ask US NRC for license to build new nukes*, Platts, 28 de enero de 2008. (http://www.sunvalleyonline.com/news/article.asp?ID_Article=4581) (<http://www.platts.com>)
- 56 Cost of nuclear plant fuels battle: Price of new plants in North and South Carolina would be ammunition for opponents if utilities didn't hold info close, John Murawski, The News & Observer, 24 de abril de 2008. (<http://www.newsobserver.com/business/story/1048035.html>)
- 57 *Annual Energy Outlook 2005*, Energy Information Administration, febrero 2005, pág. 6. ([http://tonto.eia.doe.gov/ftproot/forecasting/o383\(2005\).pdf](http://tonto.eia.doe.gov/ftproot/forecasting/o383(2005).pdf))
- 58 *New Wave of Nuclear Plants Faces High Costs*, Rebecca Smith, The Wall Street Journal, 12 de Mayo de 2008. (<http://online.wsj.com/article/SB12105252677483933.html>)

Pero, “es difícil confiar en las estimaciones de costes de las nuevas construcciones ... ningún vendedor está ofreciendo precios ciertos, e incluso las estimaciones preliminares se incrementan sin cesar”. Y en cuanto a los plazos, “nada enfriaría más el renacimiento nuclear que encontrarnos, después de 18 meses de haber iniciado una construcción con 18 meses de retraso”, en clara alusión a lo que ha ocurrido en Finlandia⁵⁹ y que más adelante comentaremos en detalle. “Los costes asustan” sigue John Rowe, “especialmente cuando los comparamos con la capitalización y el valor de mercado de las empresas que han de construir los reactores ... ninguna empresa se jugará su futuro a un solo proyecto ... necesitamos formas de compartir el riesgo”. Además, “Yucca Mountain está encallado y no ha habido progreso alguno en las alternativas ... y el apoyo público para unas inversiones multimillonarias sigue suponiendo un riesgo que no podemos ni controlar ni predecir.”⁶⁰

Resulta difícil sintetizar mejor las dudas que existen acerca del programa nuclear estadounidense. Unas dudas que se refieren no ya a la posibilidad de un gran programa de construcciones para mitigar el cambio climático y el declive de los combustibles fósiles como plantea el MIT; ni siquiera a algo menos ambicioso como podría ser la sustitución de los 104 reactores actualmente en funcionamiento; sino a la simple posibilidad de construir los 25 ó 30 reactores que John Rowe considera necesarios antes de 2030 para no entrar en un declive irreversible.

Dudas que comparte y amplía el Council on Foreign Relations (CFR) en un reciente informe sobre los riesgos y oportunidades de la energía nuclear. Teniendo en cuenta que incluso ampliando en 20 años la vida de todos los reactores en uso, los EE.UU. tendrán que clausurar, desmantelar y sustituir sus 104 reactores antes de la mitad de siglo (lo cual significa construir un nuevo reactor cada cuatro o cinco meses en los próximos 40 años), el CFR opina que “esta renovación representa un reto alarmante y, sin entrar en otras consideraciones, este hecho por sí solo hace que la energía nuclear no pueda ser una parte importante de la solución a la inseguridad energética de los EE.UU. por lo menos para los próximos 50 años”.⁶¹

A nivel global, la renovación del parque actual también está en duda. Suponiendo que llegen a buen término todos los proyectos de construcción identificados por la WNA para los próximos 15 años, que se cumplieran las previsiones más intensivas en energía nuclear de la Agencia Internacional de la Energía Atómica (en total 90 nuevos reactores antes del 2020),⁶² y extendiendo este ritmo de construcción hasta el 2050, obtendríamos 360 GWe de nuevas construcciones hasta 2050, algo menos de lo que se necesita para substituir la potencia actual.⁶³

Si eso es así, es decir, si ni siquiera en el más ambicioso de los escenarios hoy imaginables, parece realista substituir el parque actual para cuando deje de ser operativo, ¿qué sentido y qué objeto tiene plantear la opción nuclear como elemento decisivo en la respuesta al cambio climático y al declive de los combustibles fósiles?

59 Ver, por ejemplo, Power Failure: What Britain should learn from Finland's nuclear saga, Michael Savage, The Independent, 16 de enero de 2008. (<http://www.independent.co.uk/news/science/power-failure-what-britain-should-learn-from-finlands-nuclear-saga-770474.html>)

60 *Nuclear Energy 2008: State of the Industry*, John Rowe, Nuclear Energy Assembly, NEI, Washington, 6 de mayo de 2008. (http://www.nei.org/newsandevents/speechesandtestimony/2008_speeches_and_testimony/rowespeech_050608/)

61 *Nuclear Energy: Balancing Benefits and Risks*, Charles D. Ferguson, Council on Foreign Relations, abril 2007. (http://www.cfr.org/publication/13104/nuclear_energy.html)

62 Para el punto de vista de la industria nuclear ver: <http://www.world-nuclear.org/info/inf17.html>. Moody's, en cambio, dice que “muchas de las expectativas en relación a la nueva generación nuclear son demasiado ambiciosas ... no creemos que el sector [nuclear norteamericano] consiga poner en marcha más de una o dos centrales para el 2015. De hecho, por el calendario de inicio de construcciones, la entrada en funcionamiento comercial de una nueva central podría retrasarse bastante más allá del 2015 y los costes asociados a la nueva generación de centrales podrían ser significativamente más altos ... que los estimados por la industria”, Washington Post, julio 2008. http://newsweek.washingtonpost.com/postglobal/energywire/2008/07/fun_facts_about_nuclear_financ.html

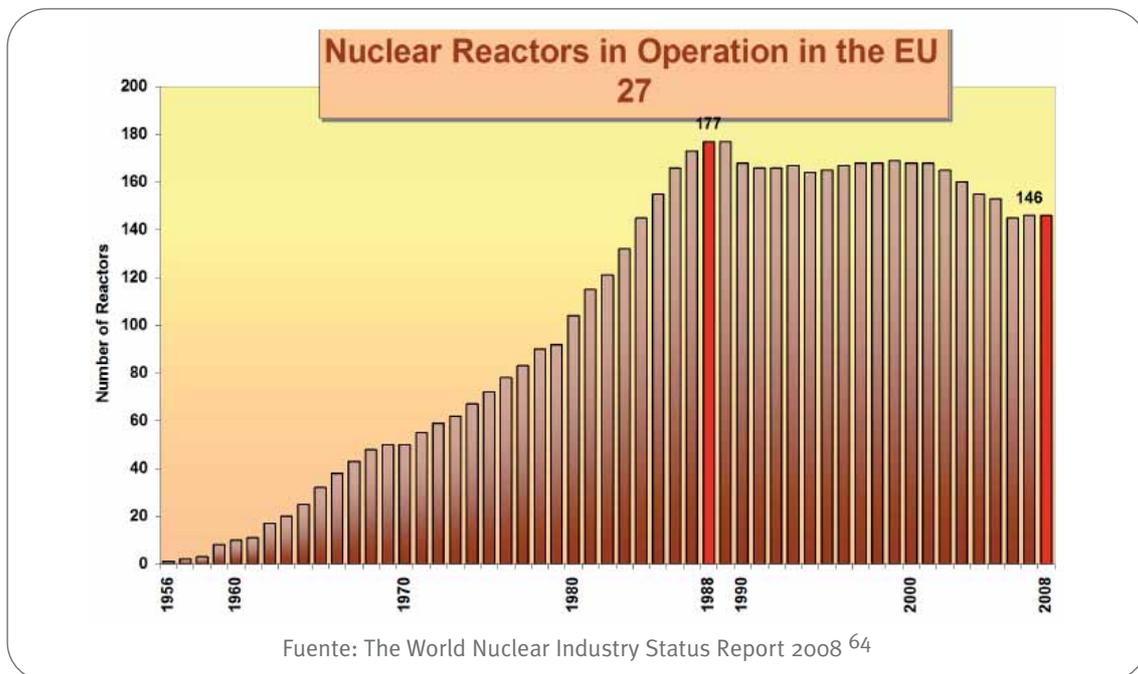
63 Ver cálculos detallados en la referencia 99.

2.1.5. El panorama europeo: Finlandia, Reino Unido, Francia, Suecia e Italia

La contribución de la energía nuclear al mix eléctrico ha disminuido de forma más acusada en la Unión Europea que a nivel global, seguramente por el cierre de los viejos reactores soviéticos de Europa oriental.

Como indica la Figura 2.1.6, de un máximo de 177 reactores en 1988 hemos pasado a 146 a finales del 2008 (casi una tercera parte del total mundial), estando la gran mayoría de estos reactores (unos 125) localizados en ocho países: Francia, Alemania, Gran Bretaña, Suecia, España, Suiza, Bélgica y Holanda. En el 2007, el 28% de la electricidad europea fue de origen nuclear, pero casi la mitad de esta electricidad se generó en Francia.

Figura 2.1.6. Evolución de la capacidad de generación nuclear en EU-27



Actualmente en la UE-27 hay cuatro reactores en construcción, dos de ellos en Europa occidental: uno en Finlandia y otro, gemelo, en Francia. Estos dos reactores son la primera materialización de un nuevo diseño francés de tercera generación, conocido como EPR (European Pressurized Reactor), que tiene una potencia nominal de 1.600 MWe; un diseño que Francia está promoviendo tanto a nivel internacional como para eventualmente sustituir sus propios reactores. Fuera de Francia y Finlandia, en Europa Occidental no ha habido ningún nuevo pedido de reactores nucleares desde 1980. A menos que haya una política generalizada de ampliación de las licencias de operación, una tercera parte de los reactores europeos deberán ser clausurados antes de 2025. Europa se enfrenta pues a un reto similar al de los EE.UU.: ¿cómo sustituir su parque nuclear envejecido, y qué posibilidad existe de ampliar dicho parque antes de mediados de siglo?

En lo que sigue nos centraremos en la situación en Finlandia, Francia y en el Reino Unido ya que es en estos países donde están más avanzados los planes de nuevas construcciones. Suecia e Italia han anunciado recientemente su intención de cambiar su política en relación a la energía nuclear, pero ninguno de estos países tiene planes concretos de iniciar nuevas construcciones.

⁶⁴ 2008 World Nuclear Industry Status: Western Europe, Mycle Scheider, septiembre 2008 (<http://www.thebulletin.org/web-edition/reports/2008-world-nuclear-industry-status-report/2008-world-nuclear-industry-status-re-1>)

Finlandia

Finlandia tiene cuatro reactores que generan el 29% de su electricidad. En Diciembre de 2003 y después de un largo proceso de discusión política y social, se convirtió en el primer país occidental en cursar un pedido después de 15 años de sequía nuclear. La decisión se tomó fundamentalmente en base a un análisis comparativo⁶⁵ de las distintas posibilidades de generación eléctrica de base, que concluyó que la opción nuclear sería la más ventajosa en términos económicos, pero el deseo de no depender del gas de su vecino ruso tuvo también una notable influencia en la decisión.

La eléctrica TVO firmó un contrato con el consorcio Areva-Siemens para un reactor EPR de 1.600 MWe llave en mano, a construir en Olkiluoto, obteniendo unas condiciones muy favorables: precio cerrado (unos 3.000 millones de euros), plazo de construcción de 4 años, financiación barata,⁶⁶ que Francia construyera una réplica del nuevo reactor en Flamanville, etc. Areva que tenía mucho interés en obtener un primer pedido para animar el mercado (como a finales de los 1960 hicieran también Westinghouse y General Electric que vendieron sus primeros reactores a pérdidas), accedió a unas condiciones que no son extrapolables a proyectos futuros. Además, este reactor no está destinado a vender electricidad en un mercado liberalizado sino que el consorcio que lo encargó, compuesto de industrias intensivas en electricidad y ayuntamientos, pretende generar electricidad para autoconsumo y obtenerla a precio de coste.

Un coste que según los cálculos realizados bajo determinadas hipótesis iba a ser muy competitivo, cercano a los 22 €/MWh. Como veremos más adelante, los costes de generación que se estiman ahora para los EPR franceses están cercanos a los 60 €/MWh, casi el triple de lo que creía comprar TVO.

Y es que la realidad del proyecto ha sido muy distinta de lo esperado. Lo que pretendía ser el símbolo del anunciado renacimiento nuclear, se ha convertido en una demostración más de que la industria nuclear puede volver a caer en los mismos errores que la condujeron a la difícil situación en la que se encuentra. “Olkiluoto 3 iba a demostrar que la energía nuclear era la solución obvia a la preocupación que despiertan las emisiones de CO₂, el incremento de los precios de los combustibles fósiles y la dependencia de fuentes energéticas de terceros países”, decía el Financial Times a finales de 2008. En lugar de esto, proseguía, “Olkiluoto se ha convertido en escaparate de los retrasos, los sobrecostes y los pleitos que los críticos dicen que siempre acompañaron a la construcción de plantas nucleares”.⁶⁷

En lo que llevamos de año, los acontecimientos no han hecho sino precipitarse, confirmando los peores augurios sobre este proyecto que después de 46 meses de iniciado acumula ya 38 meses de retraso sobre el calendario previsto. En su última presentación de resultados,⁶⁸ Areva ha provisionado 1.700 millones de euros de pérdidas con cargo al proyecto –cuando todavía faltan más de tres años para finalizarlo– y se enfrenta a un reclamación de TVO por otros 2.400 millones de euros por daños y perjuicios derivados de los retrasos acumulados.⁶⁹ Areva, por su parte, ha contraatacado demandando a TVO por 2.000 millones de euros por posibles incumplimientos contractuales de la parte finlandesa.⁷⁰ Y Siemens, el otro miembro del consorcio

65 Nuclear Power: Least-Cost Option for Base-Load Electricity in Finland, Risto Tarjanne & Sauli Rissanen, The Uranium Institute 25th Annual Symposium, 2000.
(<http://www.world-nuclear.org/sym/2000/pdfs/tarjanne.pdf>)

66 Siemens, el constructor de la parte no nuclear recibió un préstamo del Bavarian Landesbank de 2.700 millones de euros al 2,6% de interés que cubriría más del 60% del valor del contrato, y la Compagnie Francaise d'Assurance pour le Commerce Exterieur, la agencia pública francesa de promoción del comercio exterior, aportó unos 1.000 millones al proyecto, también a bajo interés.

67 Finland's symbol of resurrection becomes showcase for hassles, delays and cost-overruns, Robert Anderson, Financial Times, noviembre 2008.
(<http://www.ft.com/cms/s/0/8fca40e6-a946-11dd-a19a-000077b07658.html>)

68 Areva 2008 Annual Results, press release.
(http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1235488433969&filename=CP_RN_2008_Version+anglaise.pdf)

69 *Finlande: TVO réclame 2,4 mds EUR à Areva et Siemens pour le retard de l'EPR*, France Press, 28 de enero de 2009.

70 *Areva en Appelle à un Arbitrage sur son Chantier Nucléaire Finlandais*, Jean-Michel Bezat, Le Monde, 21 de diciembre de 2008.

constructor, ha decidido romper sus vínculos con Areva y le exige la recompra de su 34% por más de 2.000 millones de euros.⁷¹ Todo lo cual coloca a Areva en una situación financiera muy delicada⁷² en la que el gobierno francés, como socio mayoritario, no tendrá más remedio que responder, seguramente con una importante ampliación de capital, con una cesión de activos o con la fusión de esta empresa con otra que pueda enjuagar sus multimillonarias pérdidas.⁷³

En suma, la experiencia finlandesa no parece que sea de las que puedan animar a otros países a adentrarse, por lo menos de momento, por la misma senda.

Francia

Si decíamos que en EE.UU. la crisis del petróleo fue la causante del declive nuclear, Francia es el prototipo de todo lo contrario. Ya terminada la Segunda Guerra Mundial, Francia no aceptó renunciar a la “force de frappe” ni colocarse bajo el paraguas nuclear norteamericano, y construyó una primera generación de reactores productores de plutonio militar de los cuales Vandellós I fue uno de sus últimos ejemplares reconvertidos a generadores eléctricos. Por motivos que no vienen al caso, la cuestión nuclear pasó a formar parte de la identidad nacional francesa, consiguiendo un amplio respaldo social bajo la bandera de “le rayonnement de la France”.⁷⁴ En plena crisis del petróleo de 1973, y bajo el slogan de: “sin petróleo, sin gas, sin carbón, sin alternativa”, se puso en marcha toda la maquinaria estatal por medio de un sector eléctrico y nuclear nacionalizado, que hoy incluye a EDF y a Areva, y que Sarkozy pretende convertir en pieza clave de la presencia internacional francesa.

Francia es hoy el país más nuclearizado del mundo con un 77% de electricidad nuclear (que sin embargo representa sólo el 16% de su consumo de energía final), sin que esta estrategia le haya reportado ventajas significativas ni en el coste de la electricidad, ni en la competitividad de sus industrias, ni en su grado de dependencia energética.⁷⁵ Y está por ver si la frenética actividad de Sarkozy, firmando acuerdos de principio con múltiples países, se materializará o no en contratos, cosa que por el momento no ha ocurrido. Aparte del fiasco finlandés, parece que Francia sólo está logrando venderse reactores a sí misma, ya sea a EDF, a sus filiales, o a Gas de France-Suez, o quizás a Total. Algo por lo demás obligado, si quiere mantener a Areva en liza a la espera de que se materialicen los pedidos del tan ansiado renacimiento nuclear global. Mientras tanto, también a EDF se le complica toda su estrategia nuclear internacional, tanto en Gran Bretaña como en EE.UU. por la crisis financiera internacional.⁷⁶

Con 59 reactores nucleares que representan el 55% de su parque de centrales de generación, Francia tiene hoy una gran excedente de capacidad, probablemente consecuencia de errores de previsión de demanda, que utiliza para exportar electricidad sobrante a países vecinos a bajo precio. Su pico de consumo es de 86 GWe en

71 *Siemens to Pull Out of Areva Nuclear Venture*, Peggy Hollinger & Daniel Schäffer, Financial Times, 23 de enero de 2009. (<http://www.ft.com/cms/s/0/416aedbc-e93b-11dd-9535-0000779fd2ac.html>)

72 *L'Etat met Anne Lauvergeon, presidente du directorate d'Areva, sous pression*, Les Echos, 30 de enero de 2009. La representación estatal en Areva no aprobó el presupuesto de 2009 y ha establecido un comité de supervisión extraordinario mientras encuentran la forma de realizar una ampliación de capital estatal.

Areva chairman quits and adds to troubles at nuclear group, Terry Macalister, The Guardian, 4 de abril de 2009. (<http://www.guardian.co.uk/business/2009/apr/04/areva-nuclear-group-chairman>)

73 *Du Changement au Capital d'Areva*, Le Journal de Dimanche, 12 de marzo de 2009. (http://www.lejdd.fr/cmc/scanner/economie/200911/du-changement-au-capital-d-areva_194019.html)

74 Ver, por ejemplo, *Le Rayonnement de la France: Énergie nucléaire et identité nationale après la seconde guerre mondiale*, Gabrielle Hecht, Editions la Découverte, 2004.

75 *Nuclear Power in France: Beyond the Myth*, Mycle Schneider, diciembre 2008. (http://www.greens-efa.org/cms/topics/dokbin/258/258614.beyond_the_myth@en.pdf)

76 *A EDF se le atragantan todos sus matrimonios nucleares*, Javier Aldecoa, marzo 2009. (<http://www.capitalnews.es/articulo.php?n=090317015656>)

invierno y tiene una capacidad instalada de 116 GWe. Este excedente ha estimulado la utilización ineficiente de electricidad para calefacción y agua caliente, y a pesar de dedicar el equivalente a 12 reactores nucleares a la exportación de electricidad, a menudo necesita importar electricidad para cubrir sus picos de demanda.

Con esta sobrecapacidad, y con un parque de reactores relativamente jóvenes, Francia no necesitaría construir ningún nuevo reactor durante muchos años. Sin embargo, está construyendo un reactor EPR en Flamanville y ha anunciado la construcción de una segunda unidad en Penly, y posiblemente una tercera; seguramente por una combinación de motivos. En primer lugar, porque pretende jugar un papel de liderazgo en el mercado mundial de una nueva generación de reactores y por tanto tiene que predicar con el ejemplo. En segundo lugar, para no perder la operatividad de su industria nuclear que eventualmente habrá de renovar todo su parque (téngase presente, por ejemplo, que el 40% de los operarios de operación y mantenimiento de EDF se retirarán antes del 2015). Y finalmente, para compensar la falta de pedidos internacionales a Areva, que ha incurrido, y tiene que seguir incurriendo, en enormes inversiones para mantenerse en liza en el mercado mundial.

La construcción del nuevo reactor EPR en Flamanville (una exigencia derivada de sus compromisos con Finlandia), sin embargo, tampoco está exenta de problemas. Desde los inicios, ha sufrido ya retrasos y un incremento de costes de más del 30%. Empresas como AcelorMittal, Air Liquide o Solvay que habían cerrado un contrato de suministro de electricidad con EDF para 24 años, a cambio de participar en el accionariado de la central, han visto como el coste del MWh, ligado al coste de la central, pasaba ya de los 46 €/MWh prometidos inicialmente a los 54 €/MWh recientemente revisados, advirtiéndoles además EDF que posiblemente se acerque finalmente a los 60 €/MWh. Al conocer estos datos, el presidente de FORTIA, la asociación española de industrias que son grandes consumidores de electricidad, ha manifestado que “tras conocer la situación de las futuras centrales en Francia y en Finlandia”, ya no se plantean participar en proyectos similares.⁷⁷

En suma, la situación nuclear francesa es especialmente atípica por cuanto responde a una apuesta política e industrial realizada décadas atrás por las más altas instancias del estado francés –en la que, dicho sea de paso, nunca participó su parlamento–, que se mezcla con consideraciones militares y de identidad nacional, y que, por ello, la hacen difícilmente replicable en otros países. Francia no debe verse como un país que se plantea si opta o no por un futuro nuclear, sino como un país que ya tomó esta decisión años atrás; decisión que ahora pretende rentabilizar industrialmente, con perspectivas bastante inciertas, y que en caso de no conseguirlo se encontrará con la difícil perspectiva de enfrentarse a la sustitución de su enorme parque de reactores, y a los tremendos costes de desmantelamiento y tratamiento de residuos que EDF no parece haber provisionado en grado suficiente.

Reino Unido

Así como la situación francesa no debe tomarse como representativa del futuro de la energía nuclear en otros países, lo que acabe ocurriendo en el Reino Unido sí puede servir de referencia para países menos comprometidos a priori con la opción nuclear.⁷⁸ A diferencia de Francia, la historia de la industria nuclear del Reino Unido ha sido hasta el momento la historia de un gran fracaso técnico, económico y político;⁷⁹ un fracaso

77 *Las nucleares participadas por la industria disparan sus costes*, Javier L. Noriega, Cinco Días, diciembre de 2008. (http://www.cinco dias.com/articulo/empresas/nucleares-participadas-industria-disparan-costes/20081212cdscdiemp_16/cdsemp/)

78 *A Level Playing Field: Nuclear energy is about to face a major test in the UK*, Guy Chazan, Wall Street Journal, 30 de junio de 2008. (http://online.wsj.com/article/SB121432271512200201.html?mod=dist_smartbrief)

79 Ver por ejemplo, *The British Nuclear Industry: Status and Prospects*, Ian Davis, Nuclear Energy Futures Paper nº 4, Center for International Governance Innovation.

(http://www.igloo.org/community.igloo?ro=community&ro_script=/scripts/folder/view.script&ro_pathinfo=%2F{7caf3d23-023d-494b-865b-84d143de9968}%2Fpublications%2Fresearch%2Fnucleare%2Ftest%2Fnef4&ro_output=xml)

También, *Voodoo Economics and the Doomed Nuclear Renaissance*, Paul Brown, Friends of the Earth, mayo 2008. (http://www.foe.co.uk/resource/reports/voodoo_economics.pdf)

que se pretende evitar ahora con una segunda ola de construcciones que, según dice el gobierno británico, tendrá que ser financiada por el sector privado, sin ayudas ni subvenciones.

De mantenerse estas premisas, el mercado británico puede dar la pauta de hasta que punto la opción nuclear puede sobrevivir en un entorno desregulado y competitivo. El primer ministro Gordon Brown opina que “la energía nuclear es una tecnología probada con éxito. Ha proporcionado al Reino Unido un suministro seguro de electricidad con bajas emisiones durante más de cincuenta años. Las nuevas plantas nucleares estarán mejor diseñadas y serán más eficientes que las antiguas. Hoy más que nunca, la energía nuclear tiene un papel que jugar en el mix energético británico”.⁸⁰ Con este tipo de apoyo en las más altas instancias gubernamentales, la pelota está en el tejado de las eléctricas que tienen que decidirse a invertir.

El programa nuclear británico fue también hijo de la producción de plutonio militar mediante una primera generación de reactores de uso dual llamados Magnox. A finales de los 1950 las autoridades británicas decidieron desarrollar una nueva generación de reactores AGR totalmente distintos a los que eligieron el resto de países que resultaron ser un fracaso tecnológico absoluto. En los años 1980, el gobierno de Margaret Thatcher planificó la construcción de diez nuevos reactores, pero ya de tecnología standard PWR, como medida de presión contra los sindicatos mineros, pero sólo llegó a construirse uno.

Por falta de atractivo para los inversores privados, los reactores nucleares fueron segregados del resto del sector eléctrico y se mantuvieron en el sector público en la primera ola de privatizaciones de 1989, aunque finalmente fueron privatizados en 1996, bajo el nombre de British Energy, excluyendo sin embargo los reactores Magnox y las plantas de reprocesado de combustible que seguían siendo muy deficitarios. A comienzos del 2000, British Energy no pudo competir en el mercado eléctrico liberalizado y tuvo que ser de nuevo rescatada por el gobierno británico. En el año 2004, se segregaron de British Energy todos los pasivos derivados del desmantelamiento de sus plantas y de los residuos generados, constituyéndose la Nuclear Decommissioning Authority que está encargada de desmantelar el viejo parque de reactores y de plantas de combustible en un proyecto de 125 años de duración y con un coste estimado de más de 100.000 millones de euros. En su momento no se provisionaron estos costes ni se cargaron a la tarifa y por tanto tendrán que ser ahora satisfechos con cargo al erario público.⁸¹

British Energy quedó reducida a ocho centrales nucleares y su mayor activo posiblemente sean los emplazamientos en los que se plantea la construcción de la nueva generación de reactores junto a los antiguos. En Septiembre de 2008, EDF compró British Energy y plantea la posible construcción de cuatro reactores EPR y la venta del resto de emplazamientos para que otras empresas puedan también construir reactores adicionales.

La situación del sector eléctrico británico es bastante comprometida, por cuanto cerca de una tercera parte de toda su capacidad de generación deberá ser sustituida en los próximos veinte años (nuclear y carbón, fundamentalmente). En la Figura 2.1.7 puede observarse que incluso alargando la vida de las tres mejores centrales nucleares, alrededor de 2015 tendrá lugar una caída muy importante de la capacidad nuclear que puede poner en peligro el suministro eléctrico si no se compensa de alguna otra forma.

Dados los plazos de construcción y los cuellos de botella actuales, no parece factible que EDF pueda construir cuatro reactores EPR para que entren en producción antes del 2015, máxime cuando no hay todavía planes concretos ni se ha cursado pedido alguno. Si suponemos, con una buena dosis de optimismo, que estos cuatro reactores puedan entrar en producción alrededor de 2020, tendríamos la situación indicada en la Figura 2.1.8, con un déficit significativo de capacidad de generación entre 2015 y 2020 que seguramente sólo sería

⁸⁰ *Meeting the Energy Challenge: A White Paper on Nuclear Power*, Prefacio de Gordon Brown, enero 2008. (<http://nuclearpower2007.direct.gov.uk/docs/WhitePaper.pdf>)

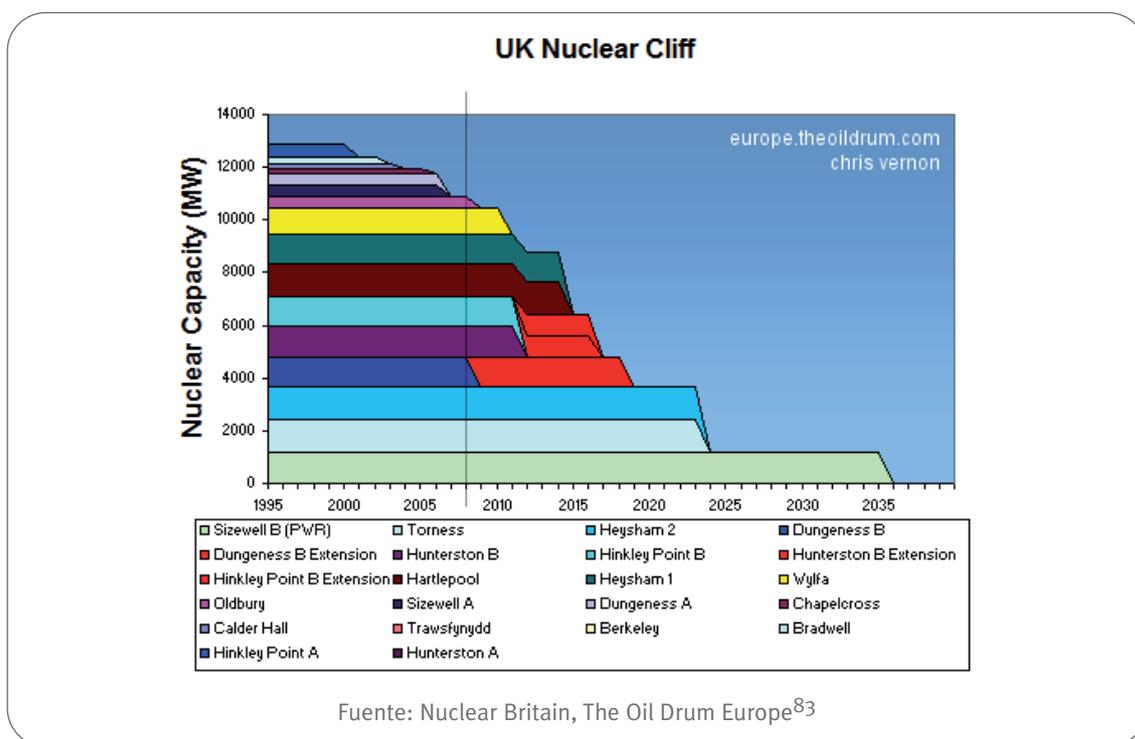
⁸¹ *Nukenomics: The commercialization of Britain's nuclear industry*, Ian Jackson, Nuclear Engineering International Special Publications, 2008. (<http://www.amazon.co.uk/Nukenomics-commercialisation-Britains-nuclear-industry/dp/1903077559>)

subsano alargando la vida de otras centrales que, sin embargo, tienen un nivel de disponibilidad bastante reducido. Como puede verse en dicha figura, para recuperar el mix nuclear, además de los cuatro reactores que EDF ha dicho que quiere construir, harían falta otros tantos para recuperar a partir del 2030 la capacidad nuclear que se tenía en los años 1990.

Recientemente el gobierno británico ha identificado los posibles emplazamientos, todos ellos contiguos a antiguas centrales, en los que se podrán construir nuevas centrales. Pero al mismo tiempo, los expertos han advertido que en el mejor de los casos la primera de estas centrales no entrará en producción hasta 2017, con lo que será inevitable la rápida construcción de ciclos combinados de gas natural para cubrir el déficit, con lo que el sector eléctrico británico se enfrenta a tener que duplicar inversiones por los dilatados períodos de construcción de las centrales nucleares. Todo lo cual arroja un manto de dudas acerca del futuro de estos planes.⁸²

El caso británico promete pues ser un verdadero test de la capacidad técnica y financiera de la industria nuclear y de las empresas eléctricas europeas, no ya para resolver el problema energético global, sino para recuperar los niveles de cobertura del pasado. Lo que acontezca en los próximos años en este mercado puede ser un buen adelanto del futuro de la opción nuclear, por lo menos a nivel europeo. Una de las cuestiones que está por ver es hasta dónde quiere y puede llegar un gobierno europeo sujeto al marco regulatorio de UE en su interés por promover la energía nuclear en su país, y los costes que ello acarrea.

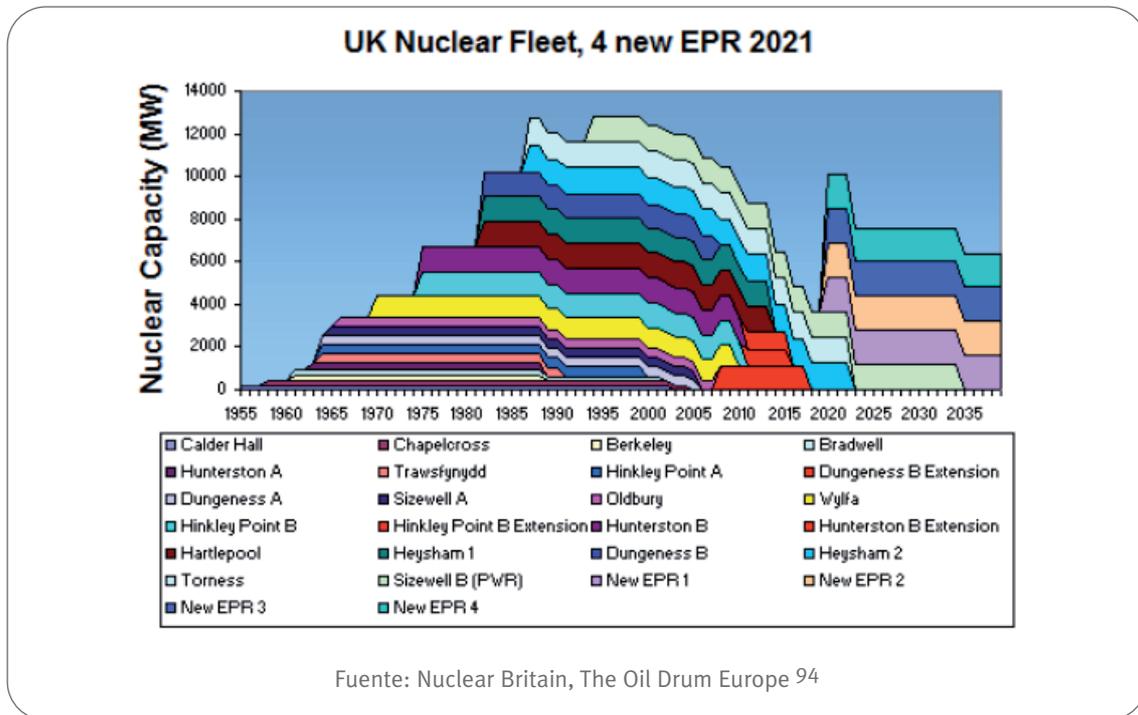
Figura 2.1.7. Evolución de la capacidad de generación nuclear en el Reino Unido sin nuevas construcciones



82 All-clear for nuclear plants "too late to plug power gap", R. Pagnamenta, The Times, 16 de abril de 2009. (http://business.timesonline.co.uk/tol/business/industry_sectors/utilities/article6101502.ece)

83 Nuclear Britain, Chris Vernon, The Oil Drum Europe, enero 2008 (<http://europe.theoil drum.com/node/3486>)

Figura 2.1.8. Evolución de la capacidad de generación nuclear en el Reino Unido suponiendo que se construyen 4 EPR en 2021



2.1.6. Las limitaciones de la energía nuclear

La energía nuclear genera actualmente alrededor del 15% de la electricidad mundial y puesto que es una fuente de bajas emisiones con un alto nivel de disponibilidad es objeto de renovado interés en la misma medida en que crece la preocupación por el cambio climático. Se plantea por tanto la cuestión de si debe promoverse la energía nuclear como estrategia de reducción de las emisiones generadas por el sector energético.

Limitaciones cuantitativas de un posible renacimiento nuclear

Como hemos dicho, la promoción de la energía nuclear como estrategia de mitigación del cambio climático sólo tendría sentido en el contexto de un crecimiento significativo del parque nuclear. Sin embargo, como explica Joe Romm,⁸⁴ la tecnología nuclear actual tiene muchas limitaciones cuantitativas que restringen sus posibilidades de crecimiento, especialmente en el corto-medio plazo. Entre ellas cabe citar las siguientes:

- Unas inversiones fijas y unos costes de capital prohibitivamente elevados y que siguen incrementándose con el paso del tiempo.
- Largos e inciertos períodos de construcción que incrementan notablemente los costes financieros y los costes de los materiales utilizados.

⁸⁴ *The Self-Limiting Future of Nuclear Power*, Joe Romm, Center for American Progress Action Fund, junio de 2008. (http://www.americanprogressaction.org/issues/2008/pdf/nuclear_report.pdf)

- Falta de capacidad de producción de componentes clave, como por ejemplo la vasija de los reactores, y escasez de empresas y de personal suficientemente capacitados.
- Ausencia de una solución para el almacenamiento seguro a largo plazo para los residuos de alta actividad.
- Incertidumbre acerca de la disponibilidad y el coste del uranio que sería necesario en un escenario de crecimiento del parque nuclear.
- Elevado consumo de agua en un entorno de escasez.
- Incompatibilidad con las fuentes de energías renovables por la incapacidad de regulación de ambas.
- Elevados costes de la electricidad producida en las nuevas centrales.

Por esta combinación de razones es muy improbable que la energía nuclear pueda jugar un papel importante en el esfuerzo global por evitar que las temperaturas no se incrementen más allá de los 2°C por encima de las actuales, y por tanto no es aconsejable su promoción en el contexto de la lucha contra el cambio climático, por lo menos en los próximos 50 años. Para estabilizar la concentración atmosférica de CO₂ por debajo de las 450 ppm es necesario actuar rápidamente para que las emisiones globales disminuyan a partir de 2020, y que para el 2050 sean inferiores a los 4.000 millones de toneladas de carbono al año.

Para lograr esta reducción de emisiones Stephen Pacala y Robert Socolow de la Universidad de Princeton han señalado la necesidad de encontrar siete “cuñas” que evite cada una de ellas la emisión de 1 GtC/año en relación a las emisiones previstas para dentro de 50 años en un escenario tendencial.⁸⁵ El Keystone Center, en un estudio financiado por la propia industria nuclear,⁸⁶ ha calculado qué es lo que haría falta para aportar una de estas cuñas estabilizadoras con energía nuclear:

- Construir una media de 14 centrales nuevas al año durante los próximos 50 años y aproximadamente 7,5 centrales más para sustituir el parque actual. En total, casi dos centrales al mes durante 50 años.
- Multiplicar por cinco la producción minera de uranio, o desarrollar e implantar una nueva generación de reactores breeder de plutonio o torio.
- Construir entre 11 y 22 plantas adicionales de enriquecimiento de uranio para complementar las 17 plantas existentes actualmente en el mundo, o bien las correspondientes plantas de reprocesado de combustible irradiado.
- Construir 18 instalaciones adicionales de fabricación de combustible nuclear, además de mantener las 17 existentes.
- Construir 10 almacenes geológicos profundos del tamaño de Yucca Mountain para almacenar el combustible gastado, o reprocesar todo el combustible irradiado y transmutarlo selectivamente.

Para empezar, pues, durante los próximos 40 años sería necesario construir 25 reactores al año a partir del año próximo; un ritmo nunca conseguido, ni siquiera en el punto más álgido de las construcciones nucleares de los años 1980, y que de ser posible se tardaría décadas en alcanzar.

Un reto que hoy por hoy se nos antoja de imposible cumplimiento, máxime teniendo en cuenta los cuellos de botella actuales para componentes críticos. En las últimas décadas de moratoria nuclear se ha reducido considerablemente el número de proveedores industriales homologados para construcciones nucleares y la formación de personal especializado. Sólo hay dos empresas en el mundo, por ejemplo, homologadas en la

85 *Stabilization Wedges: Solving the climate problem for the next 50 years with current technologies*, Stephen Pacala, Robert Socolow, *Science*, Vol. 305, no. 5686, pp. 968-972, 13 de agosto de 2004.
(<http://www.sciencemag.org/cgi/content/abstract/305/5686/968>)

86 *Nuclear Power Joint Fact-Finding*, The Keystone Center, junio 2007.
([http://www.keystone.org/spp/documents/FinalReport_NJFF6_12_2007\(1\).pdf](http://www.keystone.org/spp/documents/FinalReport_NJFF6_12_2007(1).pdf))

OCDE para construir las enormes vasijas metálicas de una sola pieza que requiere un reactor. Sorprende el optimismo con que se habla de un renacimiento nuclear sin haber tenido en cuenta el aspecto industrial del mismo. Los aumentos de capacidad industrial requeridos supondrían una apuesta por un crecimiento nuclear que pocas empresas parecen dispuestas a hacer. Son precisamente estas limitaciones en la capacidad industrial y también en los recursos humanos capacitados, unidas al incremento de precios en las materias primas las que han provocado los enormes incrementos de costes en los pocos proyectos en curso.

Limitaciones de combustible y residuos

La producción actual de uranio es otro de los obstáculos a un renacimiento nuclear ya que las minas en producción sólo aportan un 60% del uranio que consume el parque de reactores actual, proviniendo el resto de stocks militares y gubernamentales. Multiplicar por cinco la producción minera de uranio no sería fácil, máxime teniendo en cuenta que desde que se descubre un nuevo yacimiento hasta que éste se pone en producción transcurre un período que se mide en décadas y que, según el vicepresidente de minería de Areva, no puede reducirse.⁸⁷ Por otra parte, es muy probable que los nuevos descubrimientos se realicen en yacimientos más profundos que los actuales y con concentraciones menores, lo cual aumentaría las emisiones generadas en las minas y las consecuencias medioambientales en los países productores.⁸⁸ Un escenario que además de poner en cuestión el ahorro efectivo de emisiones de nuevo incrementaría los costes.

La posibilidad teórica de una nueva generación de reactores que pudieran funcionar con plutonio o torio (reactores breeder o reproductores), multiplicando así por un factor de cien el aprovechamiento energético del uranio natural, siempre ha estado presente en las discusiones sobre la escasez de combustible. Sin embargo, las experiencias con este tipo de reactores, como por ejemplo el Superphénix francés o el Monju japonés, han sido del todo desalentadoras, tanto por lo que hace a sus costes como por las dificultades de operación y seguridad de los mismos, como se explica en el Capítulo 2.2.

Por otro lado, la reutilización del combustible irradiado requiere complejas actividades de reprocesamiento electroquímico del combustible, con pocas perspectivas de éxito económico. Según el físico nuclear Frank N. von Hippel, ex-asesor científico de Clinton, y uno de los máximos expertos mundiales en la materia, el reprocesamiento del combustible irradiado en los actuales reactores tiene tres inconvenientes; “extraer y procesar cuesta mucho más de lo que vale el nuevo combustible”; “el reciclaje del plutonio sólo reduce mínimamente el volumen de residuos generados”; y el plutonio separado puede ser utilizado en armamento nuclear, lo cual implica “elevados costes de seguridad hasta que vuelve a introducirse en un reactor”.⁸⁹

Reprocesar el combustible gastado por los reactores necesarios para cubrir una de las cuñas de Pacala&Scolow requeriría la construcción de unas 35 plantas de reprocesamiento, además de las cuatro actualmente en operación en Francia, Rusia y el Reino Unido. La última planta de reprocesamiento ha sido construida en Japón en un plazo de quince años y con un coste de más de 20.000 millones de dólares que ha triplicado la estimación inicial.⁹⁰ La planta THORP de reprocesamiento del Reino Unido tardó más de 25 años en entrar en

87 En Challenging or Easy? Natural uranium availability to fuel a nuclear renaissance, Tim Gitzel, World Nuclear Association Annual Symposium 2005, el vicepresidente de minas de Areva cifra en 20 años el período necesario para poner en producción una mina de uranio.
(<http://world-nuclear.org/sym/2005/pdf/Gitzel.pdf>)

88 Sustainability of Uranium Mining and Milling: Toward Quantifying Resources and Eco-Efficiency, Gavin Mudd & Mark Diesendorf, Environmental Science & Technology, nº 42, 2008.
(<http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es702249v>)

89 Nuclear Fuel Recycling: More Trouble than it's Worth, Frank von Hippel, Scientific American, abril 2008.
(<http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=rethinking-nuclear-fuel-recycling>)

90 http://en.wikipedia.org/wiki/Rokkasho_Reprocessing_Plant

funcionamiento⁹¹ y en la actualidad se encuentra clausurada por problemas de funcionamiento y seguridad⁹², habiendo sido objeto de escándalo político cuando Malcolm Wicks, el ministro de Energía británico, se vio obligado a reconocer que, desde que la planta inició sus actividades de producción de combustible MOX (mezcla de uranio y plutonio) en 2001, sólo ha producido 5,2 toneladas de combustible MOX cuando la promesa era producir 120 toneladas anuales. Preguntado por las pérdidas que ello ocasionaba al erario público, el ministro las declaró “confidenciales por motivos comerciales”.⁹³ La planta francesa de reprocesamiento en La Hague⁹⁴ es la que tiene mayor capacidad de producción del mundo, y sin embargo, tan sólo ha reciclado un 1% de los materiales recuperados como nuevo combustible. EDF, por ejemplo, tiene allí depositadas 12.000 toneladas de combustible irradiado, equivalentes a diez años de capacidad de producción de la planta. Según el gobierno francés para que fuera económicamente rentable el reprocesamiento, la inversión y los costes operativos de una planta como la de La Hague deberían ser la mitad de los actuales, teniendo en cuenta que el reprocesamiento aumenta actualmente en un 85% los costes del ciclo de combustible.⁹⁵

El proyecto de reactores de IV Generación⁹⁶ pretende diseñar una nueva generación de reactores que superen estos problemas, pero, aun suponiendo que tenga éxito, no se prevé que ningún reactor de estas características pueda estar comercialmente disponible de forma rutinaria antes de mediados de siglo. Los presupuestos que se destinan a este proyecto son por el momento testimoniales⁹⁷ y provienen exclusivamente de fondos públicos, lo cual permite poner en duda la confianza de la industria y de los gobiernos sobre el futuro de la energía nuclear, incluso a largo plazo. Por otra parte, la iniciativa estadounidense de la Global Nuclear Energy Partnership (GNEP), que tenía por objeto desarrollar nuevas tecnologías de reprocesamiento más resistentes a la proliferación, ha sido también abandonada por la nueva administración Obama.⁹⁸

Los residuos seguirán pues siendo en las próximas décadas un grave problema que continuará sin solución. La paralización del almacén geológico de Yucca Mountain después de muchos años de estudios y evaluaciones deja en el aire cual puede ser la solución definitiva a este problema; un problema que por el momento se evade con almacenes temporales en las piscinas de los reactores o en contenedores secos en instalaciones construidas a tal efecto, ya sea en la propia central o en un almacén centralizado. Todo lo cual hace que mitigar el problema de las emisiones de CO₂ a costa de generar otro problema medioambiental intratable y para el que no divisamos solución alguna no puede considerarse en modo alguno una alternativa aceptable.

Desde los comienzos de la era nuclear hasta nuestros días se ha supuesto, basándose en cálculos y consideraciones técnicas elementales, que sería posible depositar fácilmente y de forma segura los residuos de alta actividad en formaciones geológicas profundas. Sin embargo, como se ha visto en el proyecto de Yucca Mountain y también en el caso alemán que estudia la utilización de formaciones salinas o en Francia con las

91 http://en.wikipedia.org/wiki/Thermal_Oxide_Reprocessing_Plant

92 'Shambolic' Sellafield in crisis again after damning safety report, Geoffrey Lean, The Independent, 3 de febrero de 2008. (<http://www.independent.co.uk/environment/green-living/shambolic-sellafield-in-crisis-again-after-damning-safety-report-777551.html>)

93 *What a waste: dream of free energy turns into £3bn-a-year public bill*, Terry Macalister, The Guardian, 29 de mayo de 2008. (<http://www.guardian.co.uk/business/2008/may/29/britishenergygroupbusiness.nuclear1>)

94 http://en.wikipedia.org/wiki/COGEMA_La_Hague_site

95 *Spent Nuclear Fuel Reprocessing in France*, Mycle Scheneider & Yves Marignac, International Panel on Fissile Materials, abril 2008, (<http://www.ipfmlibrary.org/rro4.pdf>)

96 <http://www.gen-4.org/index.html>

97 El proyecto de presupuesto norteamericano del año 2010 incluye 191 millones de dólares para la IV Generación. (<http://www.cfo.doe.gov/budget/10budget/Content/Highlights/FY2010Highlights.pdf>)

98 *Green focus in US energy budget*, World Nuclear News, 8 de mayo de 2009. (<http://www.world-nuclear-news.org/print.aspx?id=25192>)

pruebas en Bure, estamos todavía lejos de establecer la seguridad de un almacén geológico profundo en algún lugar del mundo (ver Capítulo 2.2).

Por todas estas razones, es muy difícil, por no decir imposible, que la energía nuclear pueda contribuir significativamente, y a tiempo, a la necesaria reducción de emisiones.⁹⁹ Dados los plazos que serían necesarios para reconstruir la industria nuclear y para desplegar un parque importante de reactores, y la urgente necesidad de reducir el crecimiento de las emisiones, debemos considerar prioritariamente otras fuentes de generación eléctrica no emisoras de CO₂ y que puedan desplegarse más rápidamente, más económicamente y con menores problemas colaterales.

Puede que en un futuro estén disponibles centrales de carbón con captura de emisiones, sin embargo hoy por hoy es una pura especulación suponer que antes de mediados de siglo esté disponible comercialmente esta tecnología, y en condiciones de coste favorables. Las alternativas más plausibles son por tanto el ahorro y la eficiencia energética por un lado, para moderar los consumos en el lado de la demanda, y las energías renovables, sobretudo la eólica y la solar, por el lado de la oferta.

2.1.7. Criterios para un plan de cierre ordenado de las centrales nucleares españolas

Como hemos visto, y por múltiples razones, no parece probable que pueda renovarse el parque nuclear mundial en las próximas décadas, y mucho menos que se materialice un nuevo ciclo inversor nuclear que pueda contribuir significativamente a reducir las emisiones de CO₂. Pero incluso si pudiera renovarse este parque, no parece que hoy por hoy sea la opción más eficiente de reducción de emisiones. Por tanto, de las dos opciones que desde el punto de vista de política pública señalaba el MIT en su informe – o una expansión a gran escala, o la planificación del cierre de centrales al final de su vida útil – la segunda parece hoy por hoy la más probable.

La aplicación del principio de precaución aconseja por tanto prever que no sea posible renovar el parque nuclear ni aconsejable alargar la vida de las centrales actuales mucho más allá de sus vidas útiles de diseño, y planificar en consecuencia su sustitución por otras tecnologías de generación, especialmente de fuentes renovables. En caso contrario, podríamos encontrarnos con lo que les ha ocurrido a los EE.UU. y al Reino Unido que al no haber previsto esta circunstancia con suficiente antelación, se han visto obligados a hacer de la necesidad virtud, prolongando la vida de sus centrales mucho más allá de sus vidas previstas, o a desplegar rápidamente centrales de gas para compensar la caída de generación nuclear en los casos en los que este alargamiento sea a todas luces demasiado arriesgado o contraproducente, o incluso para compensar los retrasos en sus planes de nuevas construcciones.

Con esta política de alargamiento de las vidas de las centrales más allá de los 40 años se corren varios riesgos. El primero de ellos es la posibilidad de un accidente grave en cualquiera de esas centrales; accidente que inmediatamente aconsejaría clausurar todas centrales de diseño o edad similar, con la consiguiente pérdida brusca de una gran capacidad de generación que probablemente causaría serios déficits de suministro. En segundo lugar, es probable que incluso sin llegar al extremo de accidentes graves, con la edad vaya disminuyendo la disponibilidad de estas centrales por múltiples incidentes, lo cual de nuevo podría suponer

⁹⁹ Ver por ejemplo, *Insurmountable Risks: The Dangers of Using Nuclear Power to Combat Global Climate Change*, Brice Smith, IEER Press, 2006. (<http://www.ieer.org/reports/insurmountablerisks/>)

problemas recurrentes de suministro. Finalmente, el mantenimiento de una importante capacidad nuclear dificulta la penetración de fuentes renovables en el mix de generación entorpeciendo la necesaria transformación del sistema eléctrico.

No es previsible que esta incertidumbre se despeje antes del 2020, por cuanto será alrededor de esta fecha cuando se conocerá el resultado de los primeros planes de renovación de centrales en EE.UU. (quizás cuatro o cinco centrales) y en el Reino Unido (quizás cuatro centrales).

El parque nuclear español

Por fortuna, como puede observarse en la tabla siguiente, casi todo el parque español, con la excepción de Garoña, está aproximadamente en la mitad de su vida de diseño y queda tiempo suficiente para planificar su eventual sustitución de una forma ordenada, siempre y cuando se avance suficientemente en el despliegue de fuentes de generación renovable alternativas, y en sistemas de almacenamiento y gestión de la demanda.

Por consiguiente, sea cual sea el futuro del sector nuclear, la mejor opción en estos momentos pasa por planificar la sustitución del parque actual al término de su vida de diseño por un mix de renovables y gas natural. En efecto, alrededor de 2020 sabremos ya si la nueva generación de reactores cuya construcción está anunciada en EE.UU. y en el Reino Unido ha cubierto o no las expectativas, y si con la experiencia de esta primera hornada de unos pocos reactores, la industria nuclear estará o no en situación de acometer despliegues más masivos por haber resuelto sus principales problemas. Y sabremos también si la prolongación de las vidas útiles de las actuales centrales estadounidenses se ha realizado sin problemas.

CENTRAL NUCLEAR	FECHA DE AUTORIZACIÓN ACTUAL	PLAZO DE VALIDEZ	FECHA DE PRÓXIMA RENOVACIÓN	CUMPLEN 40 AÑOS
Santa María de Garoña	5/07/1999	10 años	julio 2009	mayo 2011
Almaraz I	8/06/2000	10 años	junio 2010	mayo 2021
Almaraz II	8/06/2000	10 años	junio 2010	octubre 2023
Ascó I	1/10/2001	10 años	octubre 2011	diciembre 2024
Ascó II	1/10/2001	10 años	octubre 2011	marzo 2026
Cofrentes	19/03/2001	10 años	marzo 2011	marzo 2025
Vandellós II	14/07/2000	10 años	julio 2010	marzo 2028
Trillo	16/11/2004	10 años	noviembre 2014	agosto 2028

Si la situación a 2020 fuera en principio favorable para la opción nuclear, probablemente fuera aconsejable prolongar la vida de algunas de las centrales actuales más allá de su vida de diseño, mientras se construye la nueva generación que habría de sustituirlas. De esta forma, a partir de 2030 podríamos tener un sistema eléctrico de bajas emisiones a base de renovables, nuclear y gas natural, que podría descarbonizarse por completo antes de mediados de siglo por una sustitución gradual del gas por una combinación de renovables y nuclear.

Si por el contrario, como parece hoy lo más probable, la primera hornada de nuevos reactores no cubre las expectativas y siguen sin resolverse los problemas básicos, no habrá más remedio que planificar el cierre de las actuales centrales y la sustitución de la generación nuclear por un sistema totalmente renovable en el horizonte

2050. En este escenario, y suponiendo que, como hemos dicho, en los próximos 10 años se avanza suficientemente en un despliegue de renovables que equivalga por lo menos a la producción nuclear actual, podríamos sustituirlas completamente al término de sus vidas útiles, lo cual obligaría a mantener todavía una componente importante de gas natural en el mix de generación. Si la experiencia de otros países en el alargamiento de las vidas de las actuales centrales hubiera sido positiva, podríamos incluso contemplar esta posibilidad para así reducir todavía más las emisiones en el proceso de transición hacia un sistema totalmente descarbonizado para el año 2050.

El caso de Garoña

La estrategia de wait-and-see y de sustitución por renovables arriba apuntada no parece conveniente aplicarla a la central de Garoña. O mejor dicho, su aplicación a este caso aconseja el cierre de la misma al término de su actual licencia de operación.

Después de la clausura de Vandellòs I y de Zorita, Garoña es la última central de la primera generación que está operativa en España. Su diseño es de los años 1960 y se conectó a la red en 1971. En realidad, puede considerarse casi un prototipo pues su fabricante, General Electric, cambió varias veces de diseño en los años posteriores. A lo largo de su vida ha tenido problemas de agrietamiento de algunas piezas importantes de la vasija del reactor por corrosión, habiéndose producido estos problemas de forma recurrente y continuada a lo largo de sus 38 años de operación, sin que haya sido posible detener un proceso que sólo cabe interpretar como de envejecimiento prematuro. En los últimos meses y después de la última recarga ha tenido varios sucesos notificables y parece que el último de ellos puede haber comportado la rotura de algún elemento de combustible con el consiguiente aumento de la radioactividad del circuito primario.

Garoña tiene una potencia nominal de 460 MWe, sobre un total de 7.700 MWe del parque nuclear español. Su producción supuso el año pasado el 1,43% del total de generación neta del sistema eléctrico español. Su clausura no tendría por tanto efecto alguno sobre la cobertura de la demanda española. A título de ejemplo, el año pasado España exportó el equivalente al triple de la electricidad producida por Garoña. Sólo el incremento del parque de energías renovables entre 2006 y 2007 supuso el doble de producción de Garoña este mismo año.

Podemos por tanto considerar que el esfuerzo que hemos realizado en los últimos años en el despliegue de renovables compensa con creces la clausura de Garoña, y que la prolongación de su vida útil supondría asumir unos riesgos de seguridad del todo innecesarios. Su efecto sobre los costes mayoristas de generación no son en absoluto significativos y el posible incremento de emisiones que pueda suponer su sustitución por generación de gas en determinados períodos horarios será compensado con creces por los incrementos ya previstos del parque renovable.

Por todo ello, es aconsejable la no renovación de la licencia de operación de Garoña como primera materialización de la estrategia de sustitución de capacidad nuclear por electricidad renovable, tras haber acometido a tiempo el despliegue de energías renovables. Una estrategia que, como hemos dicho, hemos de seguir previendo en relación al resto del parque nuclear, en previsión de su eventual clausura sin sustitución, posible o conveniente, después de haber agotado su vida útil.

2.2 El coste de la energía nuclear y el problema de los residuos ¹

Introducción

El propósito del presente informe es examinar la posibilidad de utilizar la energía nuclear como método de reducción de las emisiones de CO₂ en el sector de la energía. El texto se ciñe, en especial, en la problemática de los residuos radioactivos, sobre todo en los combustibles empobrecidos (AGOTADOS), y en los costes y en la necesidad de operar en un calendario de acciones en lo nuclear. Ello se orientaría hacia la reducción de emisiones de CO₂ en relación, o comparación, con las soluciones alternativas, teniendo en cuenta las posibilidades – hoy disponibles – de niveles de CO₂ bajo, o de nivel cero, contra la generación de energía en base al carbón. La experiencia tanto en Europa, como en los EE.UU., se puede entender como ejemplo del mal uso desde el punto de vista de los residuos y también de la estructura de costes.

Al igual que España, EE.UU. obtiene aproximadamente un 20% de su energía eléctrica de fuentes nucleares. Pero a diferencia del caso español, que se nutre en un 11% de energía eólica pura, EE.UU. no tiene más que un 3% de fuentes energéticas renovables (excluyendo energía hidroeléctrica de gran escala), del cual la mitad tiene su origen en energía eólica: el resto proviene de fuentes geotérmicas y de biomasa. Si bien es cierto que la energía solar en EE.UU. crece con gran rapidez, sigue manteniéndose por debajo del 1% del total. Aproximadamente la mitad de la energía eléctrica en EE.UU. proviene del carbón, mientras que más o menos un 20% se obtiene de gas natural, la mayor parte de fuentes de ciclo combinado. España obtiene casi la tercera parte de su suministro eléctrico de centrales de ciclo combinado.

Son tres los aspectos a considerar al analizar si se debería fomentar la energía de fuente nuclear para resolver el problema de la reducción de un gran porcentaje de las emisiones de CO₂ en el sector de la energía eléctrica:

- La gestión de residuos radioactivos, y en del combustible. De ser posible reducir la importancia del CO₂ sería solamente a expensas de generar un problema de naturaleza distinta y de mayor complejidad, siendo la solución poco adecuada.
- Los factores a considerar al hacer estimaciones del coste de las centrales nucleares, incluyendo el riesgo financiero en comparación con alternativas de construcción más rápida y riesgo más limitado.
- El coste de la reducción de emisiones de CO₂ al usar energía nuclear en comparación con enfoques alternativos en la reducción de la emisión de carbón – ciclo combinado a gas natural y centrales eólicas.

En lo que se refiere al análisis económico, es importante tener en cuenta que este informe se centra en los costes comparativos de la reducción de emisiones de CO₂, reemplazando las centrales a carbón totalmente depreciadas por fuentes de electricidad alternativas de nivel cero, o casi cero, de CO₂. En otras palabras, el objetivo es ofrecer un análisis de los costes relativos de las distintas opciones en la reducción de emisiones de CO₂ y debe usarse, fundamentalmente, para este fin.

- ¹ Este capítulo ha sido elaborado por Arjun Makhijani, PhD, Presidente del Institute for Energy and Environmental Research (IEER).
- ² El autor desea agradecer al Profesor Stephen Thomas de Greenwich University en el Reino Unido por las sugerencias y comentarios, además de sus observaciones sobre los borradores del presente informe. Igualmente desea agradecer a Marcel Coderch el haber hecho llegar los datos referentes a costos e indicadores del sector de electricidad y sus aportaciones varias. Finalmente agradecer a Peter Bradford su revisión del texto. Por supuesto el autor es responsable único del contenido del documento y de cualquier deficiencia que contenga.
- ³ Arjun Makhijani es Presidente del Institute for Energy and Environmental Research. Obtuvo el Ph.D. en la University of California, Berkeley, donde se especializó en fusión nuclear controlada. Se ha dedicado al análisis de temas relacionados con la energía desde 1970 y es autor principal del primer análisis sobre el potencial de eficiencia energética de los EE.UU. (1971). Es el autor de *Carbon-Free and Nuclear-Free; A Roadmap for U.S. Energy Policy* (2008).

Observaciones sobre el combustible empobrecido

Al iniciarse el uso de la energía nuclear, era casi un tema dogmático, basado en cálculos y consideraciones técnicas limitadas, el pensar que los residuos nucleares de alto nivel se podrían almacenar en formaciones geológicas de gran profundidad sin gran dificultad. En esos años se daba por sentado que el uranio era un recurso muy escaso. Una deducción era que el combustible empobrecido se podría reprocessar, y que esencialmente todo el material fisible y fértil (U-235, U-238) en el combustible del reactor se usaría en la generación de energía nuclear, aumentando de este modo la vida útil de los recursos de uranio natural por un factor de aproximadamente 100.

Estas suposiciones no se mantuvieron durante el primer medio siglo de generación de energía nuclear. Los reactores autorregeneradores enfriados por sodio resultaron no solamente excesivamente costosos, sino también extremadamente difíciles de gestionar desde el punto de vista técnico. Ciertas centrales prototipo y de demostración dieron buenos resultados (como EBR II en EE.UU.), mientras otras fracasaron en fase temprana (EBR I, Fermi I, Monju⁴) y un tercer grupo resultó ser demasiado difícil de controlar en operación mantenida (Superphénix.⁵) Monju no se ha cerrado por completo todavía, pero se encuentra en paralización a largo plazo. Otro reactor convertidor, el Dounreay Prototype Fast Reactor (250 MWe), construido en Escocia y que entró en operación directa a mediados de la década de los 70, resultó ser difícil de operar con un factor de capacidad de vida útil de un 23%.⁶ El coste de cierre de la central se estima en unos 6 mil millones de dólares, es decir, 12.400\$ por kW simplemente por cerrar la central!

El resultado de la no maduración técnica y económica de la tecnología de los reactores autorregeneradores ha sido que prácticamente la totalidad del flujo de residuos nucleares sigue esperando una gestión adecuada, incluso en Francia, país que opera con el combustible más extendido (óxido mezclado). No más de aproximadamente un 1% de los materiales recuperados en la central de reproceso en La Hague se ha llegado a reutilizar como combustible. Y Francia ha generado residuos radioactivos añadidos contaminados con plutonio y otros radionúclidos transuránicos en concentraciones lo suficientemente elevadas para exigir almacenaje en un repositorio geológico de gran profundidad junto con residuos vitrificados de alto nivel. El Departamento de Energía (DoE) de EE.UU. calcula que el volumen de residuos radioactivos de alto nivel y transuránicos que se deberían almacenar como resultado del ciclo de reprocesamiento en termorreactores sería unas seis veces el volumen de almacenaje directo del combustible empobrecido.⁷

Igualmente ha resultado ser más complejo de lo que se esperaba el uso de sal para almacenar el combustible empobrecido, que era el medio geológico que inicialmente se pensó ideal para almacenar los residuos radioactivos. Un borrador de reglamentación de la Comisión Reguladora del Sector (U.S. Nuclear Regulatory Commission) de EE.UU. dice lo siguiente:

Las formaciones de cloruro sódico se consideran al día de hoy como anfitrión limitado únicamente a los materiales nucleares reprocessados debido a que los residuos termogeneradores, al igual que el combustible

4 El reactor de Monju entró en fase crítica en 1994 y sufrió un incendio causado por la presencia de sodio en el bucle secundario en 1995 y fue reactivado en 2009.

5 El relato historic aparece en Arjun Makhijani, Plutonium End Game: Managing Global Stocks of Separated Weapons-Usable Commercial and Surplus Nuclear Weapons Plutonium, Institute for Energy and Environmental Research, Takoma Park, January 2001.

6 Los datos referidos a PFR provienen del Professor Steve Thomas, en comunicación personal el 6 May 2009.

7 U.S. Department of Energy, Office of Nuclear Energy, Draft Global Nuclear Energy Partnership Programmatic Environmental Impact Statement, GNEP PEIS; DOE/EIS-0396, October 2008, enlaces en t <http://nuclear.gov/peis.html>; de aquí en adelante r PEIS 2008, Table 4.8-6, p. 4-189. Véase el reciclado del reactor térmico, Option 1. Los datos comparativos referentes al caso francés que separan los residuos del reprocessado y del reactor no están disponibles.

nuclear empobrecido, exacerbaban el proceso por el cual el cloruro sódico puede deformarse con gran rapidez. Dicho proceso podría ser causa de problemas a la hora de mantener los depósitos en situación estable y abiertos durante el período operativo de la mina o almacén.⁸

Dicho de otro modo, el período operativo de las formaciones salinas podría resultar ser un problema, concepto que se ha visto apoyado por ciertas dificultades en el emplazamiento de Gorleben en Alemania.⁹

En segundo lugar, el reprocesamiento ha resultado ser más tendiente a la proliferación y más costoso de lo que decía cuando había un mayor nivel de entusiasmo al analizar esa tecnología. El plutonio excedente en el sector comercial al día de hoy es equivalente al volumen de plutonio que contienen todas las cabezas nucleares de los misiles de todos los países del mundo juntos.

En tercer lugar, el reprocesamiento contamina los mares con su radioactividad: Francia y el Reino Unido descargan grandes volúmenes de líquido contaminado al Canal de la Mancha y al Mar de Irlanda (respectivamente), en contra de los deseos expresos de los países contratantes al Acuerdo Oslo-París.¹⁰

En gran medida, y como resultado de los problemas que han surgido de los reactores de reprocesamiento y autorregeneradores, y del hecho que el uranio es mucho más cuantioso de lo que se pensaba en la década de los 50, la mayoría de los países han optado por deshacerse directamente del combustible empobrecido en minas y almacenes geológicos de gran profundidad como eje de su política de gestión de residuos. Por supuesto, como ya se ha comentado, el reprocesado no hace sino aumentar el volumen de residuos que se almacenan en minas geológicas de gran profundidad.

Unas dos docenas de países han realizado declaraciones en el sentido de que el almacenaje geológico en profundidad es un método adecuado de deshacerse del combustible empobrecido. Pero las declaraciones han resultado ser más fáciles de hacer que el ofrecer pruebas convincentes de que dicho almacenaje puede llevarse a cabo y demostrar, de manera adecuada, que se puede cumplir en condiciones de seguridad – es decir, de acuerdo con algún tipo de normativa sobre protección contra la radiación que se puedan comparar con la ya existente. De hecho, varias décadas de investigación y miles de millones de dólares invertidos han mostrado que estas declaraciones de seguridad son muy difíciles de probar teniendo en cuenta las incertidumbres a largo plazo. Los programas de almacenaje de Francia y EE.UU. ofrecen muestras muy importantes del tipo de problema que ha surgido durante las investigaciones sobre aislamiento geológico del combustible empobrecido y de residuos radioactivos de alto nivel.¹¹

Antes de analizar los elementos puntuales de los programas de EE.UU. y de Francia es importante tener en cuenta lo fundamental de tres conceptos oficiales:

- 8 U.S. Nuclear Regulatory Commission. "Waste Confidence Decision Update," Federal Register v. 73, no. 197, October 9, 2008, pp. 59551 hasta 59570. EN Internet <http://edocket.access.gpo.gov/2008/pdf/E8-23381.pdf>. De aquí en adelante se denomina NRC 2008.
- 9 Véase por ejemplo Bernd Franke y Arjun Makhijani. *Avoidable Death: A Review of the Selection and Characterization of a Radioactive Waste Repository in West Germany*. Washington, DC: Health & Energy Institute; Takoma Park, MD: Institute for Energy and Environmental Research, November 1987.
- 10 Es posible que Gran Bretaña cierre sus operaciones de reprocesado en un futuro inmediato. Britain may shut its reprocessing operations in the next few years.
- 11 Los párrafos que siguen se han adaptado de from Arjun Makhijani, *Comments of the Institute for Energy and Environmental Research on the U.S. Nuclear Regulatory Commission's Proposed Waste Confidence Rule Update and Proposed Rule Regarding Environmental Impacts of Temporary Spent Fuel Storage*, Institute for Energy and Environmental Research, 6 February 2009. De aquí en adelante denominado Makhijani 2009.

- Debe existir una “garantía razonable” de que el almacenamiento se puede llevar a cabo en condiciones de seguridad.
- Debe existir una definición de “almacenamiento seguro”, y
- Deben existir pruebas científicas de que el almacenamiento seguro en condiciones de garantía razonable es “técnicamente posible” para los períodos cronológicos necesarios.

1. Programa de Almacenamiento Geológico de los EE.UU.

La corrosión de los recipientes metálicos ha sido un problema crítico al analizar lo adecuado de la mina de Yucca Mountain (YM) como almacén geológico de gran profundidad. Si bien es cierto que el DoE opina que ciertos problemas de corrosión son insignificantes, otros investigadores consideran que dicho problema es mortal en lo referido al diseño del DoE de un almacén no saturado – es decir, un almacén a una altura superior a la capa freática que contiene vapor de agua y aire en los poros rocosos.

El DoE propone utilizar sistemas de almacenamiento en la zona no saturada con una configuración en la que el hervor del agua se espera “durante varios siglos después del taponamiento definitivo...en la vecindad de los depósitos.”¹² El DoE prevé que los efectos sean los siguientes:

Termoexpansión de la matriz rocosa que induce tensiones térmicas y cambios asociados en las propiedades de los flujos próximos a los depósitos de los emplazamientos... Los efectos resultantes de las variaciones térmicas igualmente causarán la disolución y precipitación de los minerales, que a su vez podrán afectar a las propiedades de los propios flujos (variaciones térmico-hidrológico-químicas).¹³

Mientras el DoE opine que estos procesos no afectarán negativamente un rendimiento adecuado del almacén, el Dr. Don Shettel, geoquímico experto y consultor del Estado de Nevada, ha llegado a la conclusión de que el diseño basado en altos niveles de temperatura contiene “defectos serios.”¹⁴ Esta opinión se comentó en detalle durante la reunión mantenida el 18 de mayo, 2004, de la Junta de Análisis Técnico sobre Residuos Nucleares de EE.UU. (U.S. Nuclear Waste Technical Review Board - NWTRB):

Hemos analizado la concentración térmica del agua salobre y de la elevación del punto de ebullición. Podemos obtener datos muy detallados sobre las soluciones concentradas en las grietas y fracturas, aumentando así la probabilidad y el porcentaje de aguas térmicas de permeación y escapes de materiales radioactivos que podrían alcanzar a los depósitos en el Sistema de Fabricación de Barreras (EBS - Engineered Barrier System). Hemos combinado la delicuescencia salina (nivel de absorción del vapor de agua por la sal sólida de manera que absorbe a éstas), no tanto proveniente del polvo presente en la superficie de los recipientes sino más bien del mayor aumento en las aguas infiltradas que, en nuestra opinión, podría alcanzar al EBS. Y en caso de que dichas soluciones en evaporación o concentración alcancen al EBS podrán transformarse, en momentos previos al pico térmico, en sales hidratadas en descomposición térmica y evolucionar hacia soluciones y vapores acídicos. Y, uno de los aspectos de mayor importancia del modelo lo constituye el ciclo húmedo-seco, o percolación intermitente. De darse infiltración en los recipientes, y si dicha infiltración llegara a evaporarse hasta cierto nivel, y secarse, la aportación de agua a la mezcla puede causar generación de ácidos.

12 DOE 2008 p. 2.3.3-58 en el Capítulo 2

13 DOE 2008 p. 2.3.3-58 en el Capítulo 2

14 Don Shettel es Presidente y Geoquímico de Geoscience Management Institute, Inc.

...Opinamos que el diseño de alta temperatura en el almacén contiene un fallo crítico por las razones enumeradas y que el emplazamiento en la zona saturada sería mucho más adecuado ya que es aquí donde el DoE ha realizado los ensayos de metales. Además, la zona saturada es también mucho menos complicada en lo referente a procesos y modelado.¹⁵

Hay resultados de experimentos que muestran que el ciclo húmedo-seco en Yucca Mountain podría generar corrosión extremadamente rápida de los recipientes de aleación C-22. A pesar de la opinión contraria del DoE, el Dr. Roger Staehle, miembro de un grupo de consultores en el Estado de Nevada y de un equipo de investigación que incluye a otros expertos y miembros del claustro académico de la Catholic University of America, ofreció una presentación a la NWTRB, en la que describió los resultados obtenidos por el equipo, y concluyó listando una serie de “advertencias”.

Advertencias

1. Existe una gran cantidad de advertencias, así como de datos cuantitativos, que prueban que la corrosión de la aleación C-22 es inevitable y rápida.
2. Un paradigma adecuado a las advertencias referidas al C-22 se puede obtener en relación a la aleación Alloy 600 que se utilizó ampliamente en el sector nuclear como entubación para generadores de vapor y componente estructural. En general el Alloy 600 ha fracasado en estos campos de aplicación, y los fallos existentes podrían haberse fácilmente previsto de acuerdo con lo ocurrido en el pasado.
3. A día de hoy existe una gran cantidad de advertencias que indican que la aleación C-22 no es adecuada, ni tampoco es adecuado el diseño del almacén. Estas advertencias se basan en resultados obtenidos en el pasado, en algunos casos hace 15 años.
4. Es más, hay gran cantidad de pruebas de que el propio almacén en YM no es el adecuado.
5. La reiteración de analogías obtenidas en el sector nuclear de hoy es importante, y se refiere directamente a la consideración sobre si el diseño existente en YM es el adecuado. La respuesta es que no lo es.
6. Varias advertencias, que resultan de la experiencia obtenida del sector nuclear refrigerado por agua, se pueden referir directamente al diseño y desarrollo de la central YM. Estas opiniones deben sopesarse de manera juiciosa en lo tocante a las superficies recalentadas.
7. Finalmente, la falta de capacidad en la inspección de los recipientes en YM exige que existan garantías de un rendimiento fiable a niveles superiores de los que se aplican en sectores industriales clásicos.¹⁶

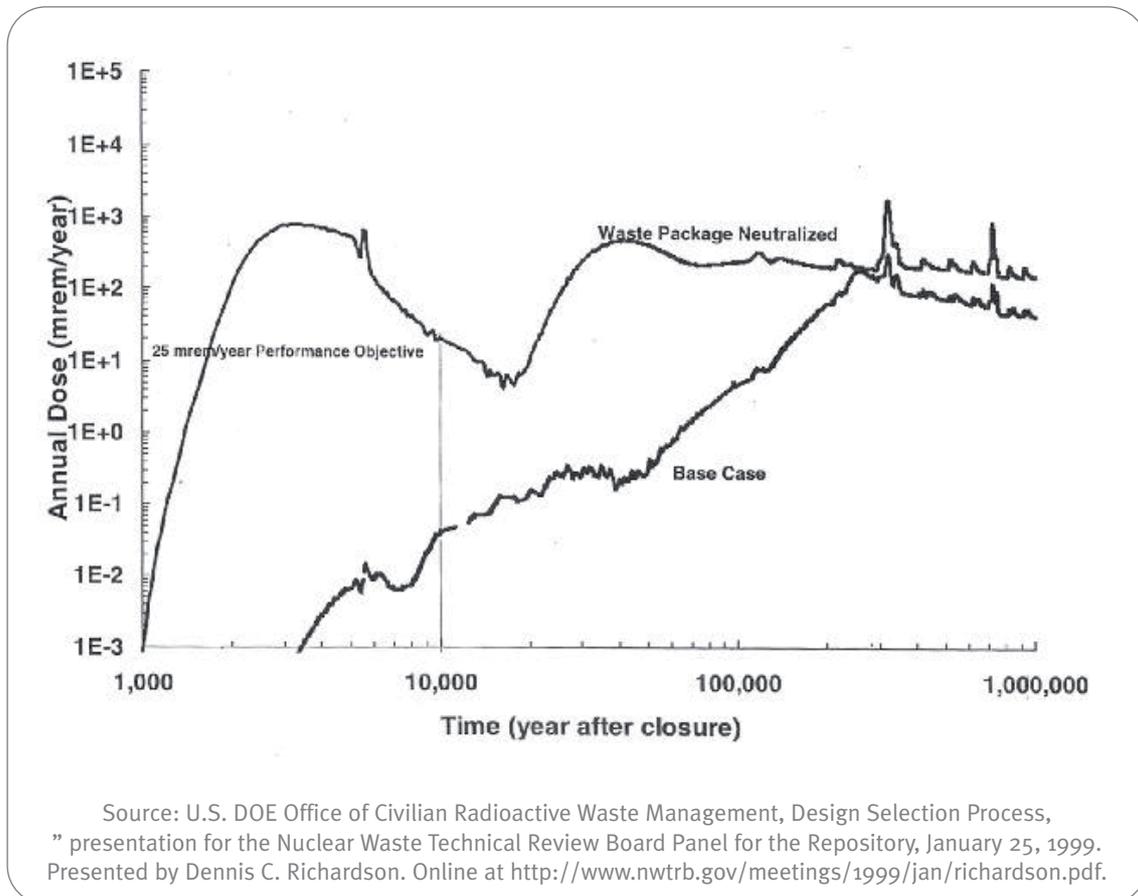
La NWTRB instó al DoE a incluir un análisis de corrosión resultante de la delincuescencia en la solicitud que sometió a la Comisión Reguladora del Sector Nuclear (Nuclear Regulatory Commission - NRC).¹⁷ El DoE rechazó esta opinión y manifestó que dicha corrosión sería de naturaleza “insignificante”.¹⁸

¹⁵ Shettel 2004. .

¹⁶ Staehle 2004.

¹⁷ U.S. Nuclear Waste Technical Review Board. Report to The U.S. Congress and The Secretary of Energy: March 1, 2006-December 31, 2007. Arlington, VA: NWTRB, [2008]. Disponible en Internet en http://www.nwtrb.gov/reports/nwtrb_2007_web_508.pdf, pp. 27-28.

¹⁸ U.S. Department of Energy, Office of Civilian Radioactive Waste Management, Safety Analysis Report: Yucca Mountain Repository License Application, DOE/RW-0573, Rev. 0, Las Vegas, NV: OCRWM, June 2008. Enlaces en Internet en <http://www.nrc.gov/reading-rm/adams/web-based.html>, searching for MLo81560400, p. 2.3.5-12



Las opiniones encontradas que se refieren a YM han llegado a tal punto que el Presidente Obama, durante su campaña presidencial, declaró que el emplazamiento es inadecuado, opinión que ha merecido el apoyo del Secretario de Energía Chu, Premio Nobel de Física. El gráfico que aparece arriba, obra del propio DoE, muestra que el único elemento del sistema capaz de aportar algo de utilidad en el aislamiento de los residuos es el recipiente metálico – iel mismo elemento que algunos investigadores piensan que constituye el fallo fundamental en la totalidad del diseño del almacén! El Gráfico indica que si se extrae el paquete de residuos, la previsión es que el nivel de confinamiento sea muy pobre y que las dosis sean elevadas.

Pensamos que hace falta desarrollar un programa de almacenamiento geológico en EE.UU., pero nos parece que Yucca Mountain es el peor de los emplazamientos que se han investigado. Como resultado de problemas de índole técnica, científica, de diseño, institucional, y política, el programa de Yucca Mountain se encuentra al borde del fracaso. Se está a punto de formar una nueva Comisión dedicada a investigar los residuos nucleares, y parece probable que sea necesario retomar la totalidad del proceso desde cero, de nuevo, a pesar de que hasta la fecha se han invertido aproximadamente 10.000 millones de dólares aportados por el contribuyente, y de que ha pasado más de un cuarto de siglo desde que se aprobó la Ley de Residuos Nucleares en 1982. Esa Ley llevó a investigar varios emplazamientos entre 1982 y 1986. La investigación se limitó a un único emplazamiento al revisarse la Ley en 1987, en lugar de hacerlo por medio de un proceso de "screening" y caracterización de los emplazamientos bajo consideración que proponía la Ley de 1982. Mientras tanto, el gobierno de EE.UU. viola los contratos que ha suscrito con las empresas de energía nuclear para responsabilizarse de la gestión de residuos desde el 31 de enero de 1998. Las compensaciones ordenadas por los Tribunales de Justicia en contra del Gobierno se acumulan año tras año. El proceso débil y politizado que se suponía debería acelerar el desarrollo del almacén se ha convertido, en cambio, en algo mucho más prolongado

y costoso debido a las deficiencias científicas que lo subyacen, así como al alboroto político que resulta, entre otros motivos, de soslayar los datos puramente científicos.

Es importante también hacer mención de que los otros emplazamientos de primer rango que se han investigado en EE.UU. han sufrido asimismo problemas. Uno de ellos era un emplazamiento salino, tipo de formación que la NRC ya no considera como candidata para el combustible empobrecido, como se menciona anteriormente. El tercer emplazamiento seleccionado durante los años 80, antes de limitar la investigación al único emplazamiento de Yucca Mountain, era la formación basáltica del emplazamiento de Hanford, Estado de Washington. Uno de los principales geólogos en EE.UU., Donald E. White, miembro del panel de expertos del Consejo Nacional de Investigación (National Research Council) que redactó un informe encargado por el DoE sobre el asilamiento geológico, observa una serie de serios defectos, incluyendo problemas muy importantes de seguridad. En el campo de la seguridad el Dr. White mencionó tres “efectos amenazantes”, incluyendo el “estallido rocoso”, los “problemas costosos y problemáticos de drenaje”, y la siguiente consideración:

Para la construcción del almacén a las temperaturas muy elevadas del emplazamiento, que Rockwell estima en 57°C, pero que pueden ser considerablemente más elevadas, es posible que se necesite refrigeración a una escala que se ha realizado pocas veces en el pasado, si es que se ha hecho en alguna ocasión, en la historia de la minería mundial. Los costes en tiempo, fondos, energía y vidas humanas probablemente serían muy elevados.

Incluso si se pudieran resolver cada uno de los arriba mencionados [efectos amenazantes] de manera individual, la combinación de factores puede alcanzar niveles intolerables.¹⁹

Y sin embargo el DoE dejó de lado este análisis, que data de 1983, y siguió con su programa, eligiendo el emplazamiento basáltico de Hanford como uno de los tres que caracterizaría en detalle.

Gran parte de la problemática que surge en EE.UU. se debe a que las exigencias de la conveniencia política han tendido a dictar el proceso de selección y caracterización de los emplazamientos. Una vez que se inicia este proceso la tentación de dejar de lado, o de minimizar, los problemas críticos, o de investigar los emplazamientos por completo, es primordial. Las presiones políticas tendientes a no tener en cuenta los problemas han sido de tal magnitud que, cuando se determinó que Yucca Mountain podría no cumplir con la normativa medioambiental, el Congreso decidió solicitar nuevas normas específicamente dirigidas a Yucca Mountain. De igual manera, cuando la NRC desveló que Yucca Mountain podría no cumplir con los criterios de rendimiento técnico aplicables a los almacenes de residuos, se limitó a revisar los criterios técnicos.²⁰

2. El Proyecto de Almacén de Bure en Francia

Los resultados de la investigación sobre almacenes en Francia ilustran, de igual manera, algunos problemas compartidos con EE.UU., tales como no incluir experimentos diseñados para probar el funcionamiento. Por ejemplo, un equipo de geólogos expertos que conformó el IEER concluyó que tanto los aspectos térmicos como los mecánicos del programa de investigación diseñado para analizar la conveniencia del emplazamiento para el almacén francés mostraban deficiencias básicas, a pesar de los elementos sólidos del programa:

Un problema fundamental en la investigación reside en el hecho que el modelo debe estimar el funcionamiento no del entorno natural sino de un sistema geológico que se ha visto considerablemente afectado por una excavación de gran volumen que puede a su vez haber inducido fracturas no presentes en el estado original, por la introducción de residuos (térmicamente) recalentados, y por la aportación de

¹⁹ White 1983, p. 25, reimpresión en forma de Apéndice a Makhijani and Tucker 1984, énfasis del autor .

²⁰ Makhijani 2009, pags 11 a 13.

distintos materiales de relleno y obturación. Por tanto, el sistema modelado no responde al sistema geológico original sino a un sistema profundamente perturbado... Las estimaciones sobre el rendimiento de un sistema sujeto a dichas condiciones, para realizarse con cierta confianza, presentan retos que desde muchos puntos de vista no tienen paralelo en la investigación científica.

En el caso particular del emplazamiento de Bure la roca anfitrión es argilita/caolín, roca dura formada por minerales arcillosos, carbonatos (en especial carbonato de calcio o calcita) y cuarzo. La roca intacta no es excesivamente porosa, lo cual indica la probabilidad de que surjan flujos propagantes en ausencia de fracturas y en ausencia de alteraciones debidas a la actividad minera. Este tipo de flujo sería extremadamente lento, y el tiempo previsto de desplazamiento de los radionúclidos liberados de los recipientes de residuos podría ser muy largo.

Sin embargo, la evaluación realizada por el equipo del IEER de (i) los documentos, (ii) las propiedades de la roca argilítica en condiciones de calor y humedad, y (iii) la investigación completada para modelar el funcionamiento y rendimiento del emplazamiento indicaron que las condiciones reales presentes en un almacén real podrían diferir en gran medida en los tocante al flujo propagante. El fallo de ciertos componentes, en especial el sistema de juntas de estanqueidad del almacén, podría ser causa de un transporte rápido (en términos geológicos) de radionúclidos al entorno humano.

La propia estimación realizada por ANDRA del nivel de dosis bajo condiciones de fallo de las juntas de estanqueidad superó el límite anual permitido de 0,25 milisievert (25 milirem). En esta situación IEER llegó a la conclusión que el escenario de ANDRA en referencia a la exposición humana no era necesariamente conservadora, dado que las dosis a las que se sometería una familia autárquica de agricultores (también denominada “familia de agricultores de subsistencia”) que utilizara agua de superficie en ciertos lugares podría incluso superar la dosis obtenida en el afloramiento de aguas de superficie, según las estimaciones de ANDRA.²¹

Obsérvese que desde la fecha del informe del IEER sobre el emplazamiento de Bure en Francia, las propias estimaciones de dosis realizadas por ANDRA sobrepasaban la normativa en caso de fallo de las juntas. En estas condiciones, la investigación orientada a caracterizar la integridad a largo plazo de las juntas herméticas adquiere una importancia crítica. Y el IEER estableció que el programa de investigación de ANDRA en, precisamente, este campo, era marcadamente deficiente. Una de sus conclusiones principales en referencia a la investigación de las juntas fue que parecía ser de “utilidad marginal”, y que no se acercaba a un nivel adecuado para poder emitir una opinión sólida sobre el funcionamiento del almacén:

Un problema fundamental es que el ensayo de junta de ranura simulada en el laboratorio subterráneo puede ser de valor y utilidad marginal. El ensayo se diseña para realizarse en fases muy tempranas inmediatamente después de la excavación, y durante un período de tiempo extremadamente corto en relación a la duración de las exigencias del funcionamiento, e incluso en relación al tiempo transcurrido durante el cual se desarrollará la Zona Dañada por Excavación (EDZ - Excavated Damaged Zone) en la fase previa a la instalación de las juntas. Esta metodología no parece ser ni convincente ni satisfactoria. Resulta difícil comprender cómo y por qué el aumento del componente de carga paralelo a las paredes de las galerías resultará en la reducción de la estanqueidad en dicha dirección, o como un ensayo de “gato plano” (“flatjack”) podrá simular una junta de bentonita, menos en las aplicaciones más burdas.²²

21 Makhijani and Makhijani 2006. Este artículo se basa en el contenido del texto completo del informe inicial, redactado en francés. Examen critique du programme de recherche de l'ANDRA pour déterminer l'aptitude du site de Bure au confinement géologique des déchets à haute activité et à vie longue : Rapport Final. De aquí en adelante denominado IEER 2005. La titulación de los miembros del equipo aparecen en el anejo C.

22 IEER 2005, p. 59, en el Capítulo 2. Retraducido del informe francés final por Annie Makhijani.

Una vez, más vimos que los ensayos críticos necesarios para determinar adecuadamente el comportamiento de las juntas no formaban parte del programa de caracterización del almacén. Una consideración relacionada que surgió durante la evaluación del programa de investigación de los almacenes en Francia, fue el hecho que en caso de fallo de las juntas ANDRA, la agencia responsable del desarrollo de los almacenes estimó que la normativa de protección radiológica se vería marcadamente sobrepasada. Las dosis máximas calculadas en ese escenario como resultado de la presencia de cloro-36 en residuos Clase B (aproximadamente equivalentes a residuos en EE.UU. definidos como Mayores que Clase C – Greater Than Class C) alcanzaban valores anuales de 300 milirem, y las resultantes de la presencia de yodo-129 en los residuos serían de 1.500 milirem por año. Ambos valores se encuentran muy por encima del límite anual en Francia de 25 milirem, e incluso sobre los valores anuales mas permisivos de la EPA en EE.UU. establecidos para Yucca Mountain de 100 milirem más allá de 10.000 años.

3. Observaciones de posible interés para España – nuevos reactores y reactores en operación cuyas licencias deben renovarse

Uno de los problemas que han surgido como resultado de la dificultad de la verdadera caracterización, y posible finalización, de un programa de desarrollo de almacenes de residuos es el hecho que dichos residuos deben almacenarse in situ durante muchos más decenios de lo inicialmente previsto. En el borrador propuesto como norma referida a la “confianza sobre los residuos”, la NRC ha sugerido que los almacenes no deben estar disponible hasta entre 50 y 60 años después de que caduque la licencia del último reactor, sin siquiera especificar la generación de reactores a la que se refiere.²⁴ Por tanto, después de haber antes declarado que un nuevo almacén deberá estar disponible en el año 2020, la NRC ahora propone que no exista una fecha fija para el almacenaje a nivel comercial. Esto a su vez significa que los residuos deberían almacenarse en los terrenos de los reactores durante un período que oscilaría entre 100 y 150 años, y quizás mucho más allá. Es más, si se mantiene la política de aprobar nuevas licencias a los reactores en uso, como es el caso al día de hoy en EE.UU., las piscinas de almacenaje de combustible no podrán vaciarse. El combustible recientemente empobrecido debe almacenarse en dichas piscinas entre cinco y siete años antes de colocarse en almacenes de seco. Las piscinas de combustible empobrecido son las más vulnerables ante accidentes o ante ataques terroristas, en comparación con el almacenaje en seco, y mucho más vulnerables en comparación con los almacenes endurecidos en seco para combustible empobrecido. A pesar de todo lo comentado, la NRC no ha exigido que se vacíen las piscinas en la medida de lo posible, pero más bien permite el re-encuadre – es decir, la colocación en configuraciones más densas de barras o varillas – lo cual aumenta el nivel de riesgo y de los resultados de cualquier incidente o ataque. Finalmente, la NRC no ha exigido el almacenaje endurecido in situ que limitaría las consecuencias de ataques terroristas al garantizar que los recipientes de almacenado en seco, y el almacenaje en general, ofrecieran mejor resistencia ante los daños que dichos ataques pudieran causar.

España se encuentra en una situación privilegiada debido a que hasta la fecha tiene solamente 8 reactores en operación, que cubren aproximadamente un 8,5% de la capacidad instalada. El sistema ha combinado centrales de ciclo de energía que operan a menos de un 50% del factor de capacidad al año 2008. Este nivel de capacidad podría utilizarse de manera más intensiva para tomar el relevo de la energía eléctrica que genera el sector nuclear durante los períodos del año en los que las fuentes renovables de energía responden más rápidamente a las sobrecargas. El sector renovable en España es importante tanto en lo eólico como en lo solar. Al limitar de manera paulatina el uso de energía nuclear, España puede planificar el almacenamiento in situ endurecido para asegurar que la población se encuentre en la situación más segura en referencia a los riesgos del

²³ ANDRA 2001, p. 139.

²⁴ NRC 2008, Propuesta de Resultados 2 .

almacenamiento in situ durante períodos extendidos. Mientras existan las piscinas de combustible empobrecido – es decir, mientras funcionen los reactores – los riesgos que afectan a la población en el entorno geográfico, y por tanto a las generaciones venideras que puedan vivir en dichas zonas, serán más elevados de lo que podrían ser.

Más aún, si España mantiene el volumen total de combustible empobrecido en niveles limitados, y si inicia un período de eliminación de sus reactores, sería posible implementar una política de cierre de sus reactores junto con otros países, como es el caso de Alemania, que también han tomado la decisión de limitar la energía nuclear, para avanzar en el problema del almacenaje. Si España decidiera emitir nuevas licencias para los reactores operativos y construye nuevos reactores, la necesidad de poner en práctica un nuevo programa de almacenaje, generando la confrontación y el conflicto social que, casi con toda seguridad, resultarían de dicha decisión. Uno de los problemas de mayor importancia que no se ha tratado con la debida atención es la pérdida de interés en lo tocante a la necesidad de deshacernos, totalmente, de los combustibles fósiles como parte del sistema de aportación de energía. La energía nuclear necesita no solamente volúmenes ingentes de financiación para poder desarrollarse, sino que igualmente exige la aportación de los recursos políticos de cualquier sociedad para poder administrar los conflictos sociales que resultan de su uso.

Finalmente, la decisión de negar la licencia del reactor de Garona, central anticuada y de pequeño tamaño de menos de 500 Mw que ha estado en operación durante más de 40 años, no tendrá efectos de importancia sobre las emisiones de CO₂, puesto que no hay ninguna otra licencia cuyo plazo vaya a finalizar en un futuro inmediato. La simple continuación de la decisión de cerrar el reactor permitiría el desarrollo de un intercambio de ideas sobre el sistema energético español, sin las distracciones que podrían surgir de un asunto al debatirse a corto plazo. En otras palabras, España se encuentra en la situación favorable de poder tomar decisiones que afecten a su futuro energético y su papel en el entorno global dentro de un sistema energético del siglo 21, sin verse lastrada por temas de interés a corto plazo que distraerían la atención de los temas de más bulto como son los asuntos económicos, de seguridad, del medio ambiente, y del sector industrial, que deberán dírirmirse en todas las grandes economías nacionales.

Para resumir, existe una serie de razones sustanciales, relacionadas con temas que afectan directamente a

- los residuos,
- la seguridad,
- la planificación y puesta en práctica del almacenaje in situ del mayor nivel posible de almacenamiento, y
- un debate abierto sobre el futuro del modelo español de energía que excluya las distracciones de corto plazo, que defienda la posibilidad de no emitir una nueva licencia de operación para la central de Garoña, y que centre el debate social en la creación de un sector eléctrico totalmente renovable y eficaz en España.

²⁵ Esta sección adaptada de Arjun n Makhijani y de Sustainable Energy and Economic Development (SEED) Coalition, Nuclear Costs and Alternatives, Abril 2009.

Factores económicos de las centrales nucleares en base a los datos obtenidos de los EE.UU.²⁵

Este apartado ofrece una evaluación de los costos que resultan del uso de centrales nucleares y analiza los riesgos económicos, los costos de los retrasos y demás incertidumbres, y los factores de costos que se han relacionado con gran parte del desarrollo del sector nuclear en el pasado. La experiencia obtenida a día de hoy en países occidentales parece réplica de los antiguos, y conocidos, patrones del pasado. En el texto haremos referencia tanto a lo que ha ocurrido en EE.UU. y en países europeos. Lo visto en EE.UU., mercado en el que la inversión del sector privado predomina en el sector de generación de electricidad, puede ser de importancia especialmente interesante para España, mercado en el cual la generación eléctrica se encuentra, en gran parte, privatizado.

1. Estados Unidos

En el presente existen una serie de empresas de servicios públicos que arrojan estimaciones de los costes de la utilización de energía nuclear como parte del proceso de solicitudes de construcción de nuevas centrales. Al solicitar subvenciones de fondos públicos para este fin, los cálculos realizados por dichas empresas referentes a los costos previos que soportarían antes de obtener las posibles subvenciones públicas necesarias para construir las centrales ofrecen una base adecuada para estimar los costos de la generación nuclear, de manera que se puedan comparar con los costos no subvencionados de la generación de electricidad renovable.²⁶

Son varias las estimaciones obtenidas desde finales de 2007, cuando empezaron a someterse las solicitudes ante las Comisiones de Servicios Públicos (Public Utility Commissions), coincidiendo con el momento en el que varias empresas comenzaron a expresar en público su preocupación sobre los costos previstos. Dichas estimaciones variaban de manera notable. Es más, las estimaciones más recientes (finales de 2007 hasta el día de hoy) van mucho más allá de las estimaciones tempranas, en función del crecimiento escalonado de los costos en el entorno de la construcción y, en especial, de las grandes centrales energéticas, incluyendo las centrales asistidas a carbón y nucleares, y también las centrales eólicas y de gas natural. Los únicos costos que tienden a disminuir son los de las centrales solares.

El rápido aumento de los costos ha dificultado una definición exacta de las previsiones financieras. Las estimaciones más sólidas se obtienen de las empresas de servicios públicos, las cuales están obligadas a publicar sus datos, ante las instituciones responsables para poder recuperar del contribuyente los costos soportados. Dichas estimaciones se han obtenido mediante la puesta al día y la conversión de las experiencias en Japón y en Corea del Sur a principios de la década en curso, y en el último decenio en condiciones aplicables en el mercado de EE.UU. con la escalación de costos adecuada.

La estimación más detallada de los costos de capital de la energía nuclear formaba parte de un documento que registró la empresa Florida Power and Light (FPL) ante la Comisión de Servicios Públicos de Florida (Florida Public Service Commission)²⁷ en 2007. Dicho documento contiene una descripción minuciosa de los costos de un reactor nuclear comercial, así como la estimación del aumento escalado de costos durante la fase de construcción y de costos por intereses durante la misma fase. Las estimaciones para un proyecto de 2.200 MW con dos reactores, cada uno de 1.100 MW oscilaban entre 12.100 millones de dólares y 17.800 millones de dólares, con un rendimiento por kilovatio entre 5.492 \$ y 8.071 \$. Los datos para un proyecto de mayor volumen, también de dos reactores (3.040 MW) se calcularon entre 5.426 \$ y 8.005 \$ por kW. Estas cifras incluyen costos de transmisión de aproximadamente 300 \$ por kW (incluyendo intereses más inflación durante la instalación de las líneas de transmisión), que deben restarse para obtener una comparación basada en los costos de las

²⁶ Los costos de las energías renovables en España no se han estimado en este apartado.

²⁷ FPL 2007.

barras conductoras. Las estimaciones de FPL indican que un valor intermedio razonable (sin tener en cuenta retrasos imprevistos) de los costos de capital sería de unos 6.400 \$ por kW.

Existen otras estimaciones más elevadas. La empresa Puget Sound Energy alcanza los 10.000\$ por kW.²⁸ Progress Energy, que ha propuesto un proyecto para dos reactores (AP 1000) en Florida, estimó en 2008 un costo total de 17.000 millones de dólares, incluyendo 3.000 millones en transmisión. Dejando de lado la inversión en líneas de transmisión, el costo por kW es aproximadamente 6.360 \$, tal como indicaban las primeras estimaciones.²⁹

El costo de algunos proyectos de este tipo son tan elevados que el Consejero Delegado de General Electric, que apoya el desarrollo del sector nuclear debido a que su empresa está intentando obtener la certificación oficial de un nuevo diseño de reactor, declaró al Financial Times en noviembre de 2007 que, si fuera Consejero Delegado de una empresa de servicios públicos, no formalizaría pedidos de centrales nucleares:

Cualquier Consejero Delegado de una empresa de servicio públicos que estudiara el mundo de hoy se dedicaría exclusivamente al gas y a la energía eólica..... Diría que su emplazamiento (resulta) más fácil, se digieren con mayor facilidad al día de hoy (y) no tendría que arriesgar el futuro de su empresa con todas estas consideraciones. Nunca se dedicaría a la energía nuclear. Los factores económicos son abrumadores.³⁰

Es evidente que la clave de la observación consiste en que el natural y la energía eólica son mucho menos arriesgados. Es más, ambas fuentes se pueden construir con mayor rapidez en etapas incrementales limitadas, lo cual hace que sean menos vulnerables a errores de cálculo en la previsión de la demanda energética futura.

Wall Street ha realizado estimaciones del costo de las nuevas centrales nucleares del mismo tipo. Por ejemplo, Moody's ha estimado el costo de nuevas plantas en valores que oscilan entre 5.000 \$ y 6.000 \$ por kW.³¹

Para resumir, un rango de valores razonable de las estimaciones en EE.UU. de los costos de nuevas centrales nucleares, en base a los datos que registran las empresas privadas ante los organismos con potestad normativa así como los indicadores que propone Wall Street se calcula entre 5.000 & y 8.000 \$ por kW, excluyendo los costos por retraso, morosidad en préstamos, y demás riesgos asociados con proyectos capital-intensivos y de largo plazo para la puesta en ejecución en momentos de incertidumbre económica. Debe observarse que, debido a que no se han construido nuevos reactores, ni tampoco se han aprobado licencias de construcción desde hace mucho tiempo (todos los reactores contratados después de octubre de 1973 se han cancelado, y el último reactor completado entró en servicio en 1996), existe un alto nivel de incertidumbre en lo referente a la estructura de costos debido, sencillamente, a la falta de experiencia en EE.UU. en el pasado reciente. Este hecho también lo ha observado Wall Street, que se resiste a financiar este tipo de central sin garantías de préstamos federales. De hecho, las empresas se muestran reacias a construir las sin esas mismas garantías.

Un abanico de entre 5.000 \$ y 8.000 \$ por kW es correspondiente, en Euros, a valores entre 4.300 y 6.300 por kW (tipo de cambio de 1,17 \$ = 1 Euro).³²

²⁸ Citado por Harding. "Nuclear Power 2008" Harding Consulting. Power Point Presentation presentada en la reunión del Bulletin of Atomic Scientists' Conference on the Future of Nuclear Power, que incluye transparencias añadidas, Chicago, Illinois, Septiembre 25, 2008. De aquí en adelante denominado Harding 2008. Jim Harding formó parte del análisis 2007 Keystone y aportó gran cantidad de datos de naturaleza económica a dicho estudio. EL análisis Keystone study se comentó en TVA 2008. El Sr. Harding es también consultor sobre estructuras de costos nucleares en el NRC National Research Council.

²⁹ John Murawski, "Nuclear reactors' cost: \$17 Billion: Progress Energy plans to file its estimate for two new reactors with Florida regulators today", News and Observer, 11 Marzo 2008.

³⁰ Jeffrey Immelt, citado en Sheila McNulty y Ed Crooks, "U.S. Utilities Sceptical over Nuclear Plants," Financial Times, November 18, 2007. La información en paréntesis aportada por autores de FT.

³¹ New Nuclear Generation in the United States: Keeping Options Open Vs Addressing and Inevitable Necessity, October 2007, p. 11.

³² EL tipo de cambio de 1,17 dólares por Euro se utiliza en este texto. Representa el valor original del tipo inicial del Euro y también se corresponde, en general, a la PPP (paridad del poder adquisitivo). La volatilidad de los tipos de cambio constituye una de las incertidumbres a las que está sujeta la estructura de costos del sector nuclear.

2. Europa

En Europa hay dos reactores en fase de construcción, ambos EPR. El que se encuentra más adelantado es el reactor Olkiluoto en Finlandia. El costo original se estimó que alcanzará 3.200 millones de Euros, es decir 2.000 Euros por kW. El proyecto ha sufrido múltiples retrasos y aumento de costos. El retraso a día de hoy se estima alcance 3 años, y los costos aumentan en un 50%. Así, los costos de hoy son de aproximadamente 3.000 Euros por kW.

No resulta probable que tanto los retrasos como los aumentos de costos se hayan acabado (véase más abajo).

3. Costos por Retraso

Los retrasos se han producido, y seguirán siendo típicos de la experiencia histórica de importancia en el mundo occidental. El caso más extendido en el tiempo en EE.UU. fue el proyecto de un reactor para Watts Bar, TVA (Tennessee Valley Authority), iniciado en 1973: la fecha de entrega tuvo lugar 23 años después, en 1996.³³ Otro ejemplo es el de Comanche Peak Unit One, en Texas, con fase de construcción prevista a 5 años, pero que resultó ser de más de 11 años y medio, retraso de 6 años y medio.³⁴ Comanche Peak tiene el dudoso honor de ser el proyecto nuclear más costoso construido en EE.UU..³⁵ La estimación de costos final (DCE) fue de 978 millones de dólares, pero el costo real alcanzó 7.800 millones de dólares, con un sobrecosto de 690%.³⁶ El costo total del proyecto, incluyendo las cargas financieras capitalizadas y Reservas de Fondos Usados Durante la Construcción fue de 140% sobre el promedio total para centrales nucleares de varias unidades construidas durante la década de los años 80.³⁷

El reactor Dungeness B en el Reino Unido exigió un plazo equivalente.³⁸ Los costos llave en mano del reactor de Olkiluoto se han desfasado al pasar los años. Pero las condiciones a día de hoy indican el inicio de una fase nueva, y de mayores dificultades, dado que han surgido consideraciones básicas de seguridad en referencia a un reactor que augura mayores costos futuros y más retrasos.

La breve experiencia obtenida en Europa y EE.UU. hasta la fecha parece reiterar este lamentable patrón. El elemento posiblemente más amenazante puede ser todo lo referido al proyecto AREVA en Finlandia. El 9 de diciembre, 2008, el Director de la Institución Normativa de Finlandia, STUK, se dirigió por escrito al Consejero Delegado de AREVA, proveedor del reactor, indicando que las consideraciones de seguridad no se estaban resolviendo:

Estimada Sra. Lauvergeon: Por medio de este escrito me permito expresar mi marcada preocupación referida a la falta de progreso realizado en el diseño del sistema de automatización de Olkiluoto 3 NPP.

Parece que la construcción de la central Olkiluoto 3 avanza de manera aceptable, en general, pero no aprecio progresos fehacientes en el diseño de los sistemas de control y protección. A falta de un diseño adecuado, que responda a los principios elementales de seguridad en el sector nuclear y que sean coherentes, de manera transparente, con los conceptos que se han entregado en forma de apéndice en la solicitud de

33 Página web de la TVA <http://www.tva.gov/sites/wattsbar.nuc.htm>

34 Clarence Johnson, Costs of Current and Planned Nuclear Power Plants in Texas, A Consumer Perspective, CJEnergyConsulting, Austin, Texas, [March 2009]. Pg 19. De aquí en adelante denominada Johnson 2009.

35 Ibid. Pg 14

36 Ibid. Pg 16

37 Ibid. Pg 14

38 Steve Thomas, conversación personal. , 6 Mayo 2009.

licencia de construcción, no me parece que se dé la posibilidad de aceptar la propuesta para la instalación de estos sistemas. Ello conllevaría la paralización de la construcción, y no sería posible iniciar los ensayos para el contrato de obra.³⁹

Los cambios o actualizaciones en el diseño, los retrasos en los ensayos y en la contratación, redundarán en aumentos de costos. Es más, los retrasos significan que la autoridad de servicios públicos finlandesa, TVO, se verá obligada a adquirir energía eléctrica de fuentes que emiten dióxido de carbono. Como resultado, ésta se enfrenta a un aumento sustancial de costos en función de la adquisición de energía y de licencias para emisión de CO₂ como parte de los compromisos concertados en el marco de los acuerdos del Protocolo de Kyoto. Un problema, que posiblemente sea de mayor importancia, podría resultar del hecho que los sectores de la industria energía-intensivos, que han programado sus actividades de acuerdo con costos bajos de energía en base a baremos de 2.000 Euros por kW, se verán forzados a obtener la energía en el mercado libre, lo cual puede resultar mucho más costoso tanto para ellos como para la economía nacional de Finlandia. TVO ha presentado una demanda solicitando compensación por valor de 2.400 millones de Euros contra AREVA y Siemens.⁴⁰

En EE.UU. los retrasos se dan incluso antes de iniciarse la construcción del reactor. Progress Energy calculaba comenzar a verter el hormigón antes de haber obtenido la licencia de obras. La NRC ha rechazado emitir el permiso. Se ha anunciado un retraso de 20 meses.⁴¹

Según ha desvelado el análisis de Florida Power and Light antes mencionado, el retraso de un año podría aumentar los costos entre \$800 millones y \$1.200 millones a los costos de capital en un proyecto de 2.700 MW debido al incremento de Reservas de Fondos Usados durante la construcción.⁴² Los proyectos de construcción de reactores en EE.UU. han sufrido retrasos que oscilan entre plazos cortos y décadas. El retraso de varios años puede, por tanto, aumentar los costos en miles de millones de dólares.

Otro elemento referido a los retrasos que probablemente adquiera mayor importancia en costos al futuro es el hecho que las empresas de servicios públicos que incorporan centrales emisoras de CO₂ tendrán que aportar fondos para obtener los permisos de CO₂ que les permitan seguir operando durante la fase de retraso. Calculando un costo de 40 Euros por tonelada métrica de CO₂, la operación de una central a carbón durante un año más resultaría en costos adicionales de 300 Euros por kW. Para una central EPR el resultado sería de 480 millones de Euros por año.

4. Riesgo financiero asociado con la energía nuclear

Los altos costos de capital son solamente parte del riesgo financiero de la energía nuclear. La longitud de los plazos hasta entrar en operación, incluso sin retrasos, constituye un factor riesgo importante mientras que los retrasos, siempre probables, multiplican los problemas. La inversión con resultados positivos en un marco de altos costos de capital exige que las previsiones de demanda de energía eléctrica sean fiables. Sin embargo, lo extenso de los tiempos de puesta en marcha de este sector indican que las previsiones deben ser fiables a 10 años vista, o más, desde la fecha de ejecución de las primeras inversiones importantes de planificación, y 5 ó 6 años a partir del inicio de la construcción, incluso sin darse retrasos. Este es uno de los factores de riesgo que van emparejados con los largos plazos de planificación y ejecución de obras.

³⁹ Esta carta, recientemente filtrada a la prensa, se ha publicado en la página web de Greenpeace en http://weblog.greenpeace.org/nuclear-reaction/2009/05/problems_with_olkiluoto_reacto.html

⁴⁰ Helsingin Sanomat, "TVO seeks EUR 2.4 billion in damages for Olkiluoto nuclear reactor delays," Abril 4, 2009, www.hs.fi/english/article/TVO+seeks+EUR+24+billion+in+damages+for+Olkiluoto+nuclear+reactor+delays+/1135243097398

⁴¹ "Progress Energy Delays Nuclear Power Plant," 1 Mayo 2009, Power Group Online Article en http://pepei.pennnet.com/display_article/360918/6/ARTCL/none/none/1/Progress-Energy-delays-nuclear-power-plant/

⁴² FPL 2007, p. 52.

Otra muestra de la importancia de los riesgos financieros asociados con la longitud de los plazos la constituye la probabilidad de que surjan aumentos de costos durante las fases de planificación y de construcción, en particular la segunda. Según las estimaciones de Jim Harding, antiguo directivo del sector de servicios públicos, el aumento anual de costos de entre 0% y 14% resulta en un aumento de costos de energía entre 10,7 centavos de dólar por kWh hasta 23 centavos de dólar por kWh, si se incluye en el cómputo el costo energético de la noche a la mañana.⁴³

Otro de los factores de riesgo resulta de la dificultad de prever la demanda en un entorno económico sujeto a cambios rápidos. Debido a que las nuevas centrales, sean nucleares o solares o eólicas con almacenamiento, probablemente generen energía más costosa como promedio de los valores en curso, la demanda probablemente reaccionará a dichas condiciones. Este fenómeno se dio en EE.UU. entre mediados y finales de los años 70, momento en el que la tasa de crecimiento de energía eléctrica en relación a la tasa de crecimiento económico disminuyó de manera muy marcada en comparación con los niveles de la fase anterior a la crisis energética desde 1973. Como resultado, gran cantidad de proyectos de construcción de reactores se cancelaron durante dicha crisis. De hecho, todos los pedidos de construcción de reactores en EE.UU. posteriores al mes de octubre de 1973, fecha de inicio de la primera crisis energética, se cancelaron, en gran medida como resultado directo del fracaso de las empresas de servicios públicos de prever la reducción a largo plazo del costo de electricidad por unidad de cálculo basada en el crecimiento del PIB.

El momento presente es bastante parecido. Los precios de los productos básicos (“commodities”) se han comportado, en el pasado reciente, de manera aún más volátil de lo que se dio entre 1973 y mediados de los años 80. Los riesgos de cancelación de contratos de construcción de nuevas centrales nucleares, que necesitan plazos mucho más largos de los aplicables a las centrales de gas natural a ciclo combinado, eólicas, o solar (de todo tipo), son importantes. El cálculo de costos de las centrales nucleares debe incluir tanto los costos por retrasos como el riesgo de que la central no se termine de construir por un sinfín de razones, incluyendo la posibilidad de que la demanda pueda ser inferior a las proyecciones.

La combinación de factores de riesgo que involucran grandes costos de capital, largos plazos de entrega, y posibles aumentos de costos que resulten de retrasos, se ve reflejada en la renuencia de las empresas de servicios públicos a acudir ante las instituciones financieras o a los mercados de capitales para generar los fondos necesarios para costear las nuevas centrales nucleares, y el rechazo de Wall Street, a su vez, a ofrecer dicha financiación. En este sentido no se ha propuesto construir ninguna central nuclear en EE.UU. con financiación aportada por la combinación tradicional de capital privado más obligaciones emitidas por el sector público. Pero una estimación de los costos se puede obtener al comparar la financiación de proyectos nucleares contra las obligaciones calificadas de alto riesgo (conocidas en el mercado como “bonos basura”, o “junk bonds”, también llamadas “obligaciones de alto rendimiento”, o “high-yield-bonds”). En los últimos meses la prima de emisión para las obligaciones a largo plazo emitidas por el Tesoro de EE.UU., en un mercado dictado por la turbulencia, puede alcanzar un 15% o 20%. Por ejemplo, según afirma la revista Fortune, los tipos para bonos basura aumentaron en 20% sobre los niveles que ofrecía el Tesoro a finales de 2008, antes de rebajar su valor en varios puntos porcentuales.⁴⁴ Por tanto, la financiación de centrales nucleares sin posibilidad de recurrir a garantías de préstamo emitidas por el gobierno Federal, podrían generar tipos de interés de un 20% ó 25%.

Si aplicamos los tipos de alto riesgo en un cálculo aproximado a la incapacidad del mundo real de obtener financiación en el mercado libre (incluso en fases anteriores a la crisis en curso) el costo de capital, bien informado, sobre los riesgos por kWh de la energía nuclear sería mucho más elevado de lo que resulta del

⁴³ Harding 2008.

⁴⁴ Mina Kimes, “There’s Still Juice in Junk Bonds”, Fortune, Febrero 18, 2009, en http://money.cnn.com/2009/02/17/magazines/fortune/kimes_junkbonds.fortune/index.htm

cálculo que no incorpora dicho riesgo. Es probable que no se pueda financiar ninguna central en el mercado abierto dados los tipos de interés de tales magnitudes; ni tampoco intentaría ninguna empresa, en el ejercicio de la prudencia corporativa, obtener financiación en estas condiciones.

La realidad del mercado apoya este punto de vista, ya que todas las propuestas formuladas relativas a la construcción de nuevas centrales en EE.UU. incluyen la aportación de garantías de préstamos emitidas por el gobierno Federal, o bien pagos anticipados emitidos por los usuarios para cubrir los costos de capital durante la fase de construcción (“Construction Work in Progress” or CWIP), o ambos instrumentos. En el caso de otros países donde la energía nuclear parece progresar con mayor facilidad, como es el caso de China o India, ello parece responder al apoyo marcado del Estado. Resulta también de interés observar que la transformación nuclear en Francia tuvo lugar totalmente dentro de la empresa nacional de servicios públicos, EdF, la cual tenía una participación estatal del 100%: al día de hoy el Estado francés es titular del 84% del capital de EdF.

A pesar de que no existen riesgos asociados a la emisión de CO₂ en referencia a las nuevas centrales nucleares (o a las nuevas Fuentes renovables de energía), sí se prevén dos tipos de riesgo en costos relacionados con el CO₂ que afectan a la centrales nucleares.

En primer lugar, debido a los largos plazos de construcción de las centrales nucleares al compararlas con centrales solares o eólicas, o con los sistemas combinados térmico-energéticos, o con los proyectos orientados a mejorar la eficiencia, el uso de la energía nuclear requiere que ocurran emisiones de CO₂ añadidas durante la fase de construcción, si se compara con un nivel creciente de capacidad cero o bajo (incluyendo consideraciones de eficiencia). Los retrasos en la construcción de centrales nucleares igualmente aumentarían los costos del CO₂ en tanto que exigen la adquisición de permisos de emisión de CO₂ para cubrir los impuestos añadidos. El costo de 50\$ por tonelada métrica de CO₂ sumaría cientos de millones de dólares al costo de explotación anual de cualquier empresa de servicios públicos, según fuera el “mix” de las fuentes de generación de las que se obtiene la energía supletoria requerida durante la etapa de retraso.

En general, parece razonable aceptar que la tarifa cobrada por kWh en centrales nucleares de nueva construcción se colocaría entre 7 y 15 centavos de dólar, o más, por kWh (entre 6 y 13 céntimos de Euro por kWh, grosso modo), aunque la zona más baja del rango de precios pueda resultar excesivamente optimista. Esta situación reflejaría un posible abanico de costos, con excepción de casos de cancelaciones, retrasos multianuales, o aumentos brutales de los costos reales durante la construcción, todos los cuales han surgido – con cierta frecuencia – en el pasado).

5. Aumentos de costos durante la fase de construcción

Ya se ha comentado de forma breve la problemática del aumento de costos que resulta de retrasos que surgen durante la construcción. Es igualmente cierto que los costos pueden aumentar incluso sin que surjan retrasos – debido al aumento de costos reales en materiales y mano de obra, más allá de la tasa de inflación (IPC). Los movimientos negativos en lo tocante a tipos de cambio pueden también ser cause de ajustes al alza en los costos, de igual manera que los movimientos inversos pueden resultar favorables. Jim Harding, antiguo directivo de una empresa de servicios públicos y consultor en temas de economía, ha estimado que un abanico de suposiciones o hipótesis sobre un aumento anual de costos entre 0% y 14% junto con costos de noche a la mañana resulta en un rango de costos de energía eléctrica entre 10,7 y 23 centavos de dólar por kWh.⁴⁵

⁴⁵ Harding 2008, transparencia 6.

6. Estimación de los costos totales de la energía eléctrica a nivel de barra conductora en centrales nucleares de nueva construcción

Los costos totales de la energía nuclear a nivel de barra conductora deben incluir:

- Costos de capital por kWh
- Costo de Explotación y Mantenimiento (O&M), excluyendo combustible
- Combustible
- Costo de desmantelamiento
- Costos de gestión y eliminación de residuos, incluyendo combustible empobrecido y demás residuos y desechos.

A día de hoy la combinación de costos de explotación y mantenimiento más combustible alcanzan un promedio de aproximadamente 1,88 centavos de dólar por kWh en EE.UU. (unos 1,6 céntimos de Euro). No obstante, estos valores no reflejan los precios crecientes del uranio, precios que incluyen el costo de servicios de enriquecimiento que pueden darse como resultado de la construcción de nuevas centrales, costos de la eliminación del uranio empobrecido, que todavía no tiene vía adecuada de eliminación, y costos posiblemente mayores de seguridad.

Además de lo arriba mencionado, todavía no se ha resuelto la problemática que rodea a la eliminación del combustible empobrecido. Si tomamos como base las tarifas en curso para eliminación que pagan los consumidores de energía nuclear en EE.UU. el costo es bastante bajo, aproximadamente 0,1 centavos de dólar por kWh, según ha fijado el gobierno Federal en su Ley para Política de Residuos Nucleares (Nuclear Waste Policy Act). Pero en estos momentos el programa de Yucca Mountain se encuentra, en esencia, en su fase final. Ya que no existe ningún almacén en explotación para colocar el combustible empobrecido ni los residuos de alto nivel, no es posible recurrir a guías para estimar adecuadamente los costos de un almacén que cumpla con los requisitos de licencia de acuerdo con las condiciones de seguridad en almacenamiento según la exigente normativa de niveles medioambientales y de sanidad pública. Es probable que la tarifa de 0,1 centavo por kWh resulte totalmente inadecuada. Es más, si el reprocesamiento llega a formar parte de la política de gestión de residuos, es probable que los costos aumenten hasta 2 centavos por kWh, o incluso más. Los costos de desmantelamiento probablemente sean muy inferiores a este nivel en términos de kWh.⁴⁶

Para resumir, los costos – sin incluir costos de capital – por kWh pueden alcanzar entre 2 y 5 centavos de dólar por kWh (en términos globales), o incluso superarlos.⁴⁷ Para los fines de este análisis hemos aceptado un abanico de entre 1,6 y 2,4 céntimos de Euro, que se corresponde con los precios recientes en EE.UU. a nivel bajo, y que son 50% superiores al nivel al día de hoy en EE.UU. al otro extremo del abanico, lo cual representa la posibilidad de que aumenten los costos de gestión de residuos y combustible, además de otros costos de O&M.

Globalmente, el abanico de 9 o 10 centavos de dólar por kWh desde un punto de vista optimista, hasta 20 centavos, o más, por kWh siendo pesimistas, ofrece el rango de costos de la energía nuclear obtenida de nuevas centrales de acuerdo con las estimaciones más ajustadas que se dan al día de hoy. La zona superior del rango

⁴⁶ Refleja los costos estimados añadidos de generación eléctrica obtenida de combustible de óxido mixto resultante del combustible reprocesado en Francia. Véase Arjun Makhijani, Plutonium End Game, Institute for Energy and Environmental Research, January 2001.

⁴⁷ La investigación conjunta Joint Keystone Fact Finding, que reflejaba los puntos de vista tanto del sector nuclear como de los llamados escépticos nucleares, estimó que el abanico de costos O&M, tanto incluyendo como excluyendo combustible, alcanzaba valores muy superiores: entre : 3.7 centimos y 4.9 centimos (U.S.) por kWh, o entre 3.2 y 4.2 euro-cents por kWh a tipo de t 1.17 dollar = 1 euro. Nuclear Power Joint Fact-Finding, The Keystone Center, June 2007, p. 11.

indica los costos de la noche a la mañana junto con una prima por alto riesgo que representa la variedad de aumentos de costos del tipo que se ha visto en el pasado. La falta de certeza en lo referente a las tecnologías de energías renovables maduras, en particular la energía eólica, es mucho más reducida. En lo referente a la concentración de energía solar y PV (fotovoltaica) solar los costos siguen reduciéndose según maduran las tecnologías del caso. Entre las tecnologías de importancia en la generación de energía eléctrica, la generación solar es el único sector en el que los costos se han reducido en los últimos años.

6. Combinación de incertidumbres

Hemos decidido aplicar un enfoque basado en un abanico de costos de construcción que refleja las estimaciones corrientes en EE.UU. y Europa y que oscila entre 3.500 y 6.600 Euros por kWh (4.100 \$ hasta 7.700 \$ por kWh). La zona baja del rango se encuentra por debajo de las estimaciones detalladas que aportó Florida Power and Light y resulta extremadamente optimista; la zona alta se equipara con los niveles de estimación que refleja la FPL.

Con el fin de poder indicar todos los demás factores de riesgo, tales como los largos plazos de entrega, mayores costos de capital debidos al riesgo de morosidad (suponiendo que no exista apoyo de la Administración ni garantías de préstamos), costos muy elevados de la eliminación del combustible empobrecido en un futuro por prever, crecimiento ralentizado de la electricidad que resulte en ventas reducidas o incluso cancelación de algún contrato de construcción de reactores, hemos utilizado un nivel de prima por riesgo del 5% para proyectos a corto plazo, como por ejemplo de energía eólica o de centrales a gas de ciclo combinado. En el último de estos casos los costos que hemos utilizado reflejan la incertidumbre del mercado (véase más abajo). Observamos que la zona alta del rango usado para fines de estas comparaciones no refleja la totalidad de los posibles riesgos a los que se enfrentan las centrales nucleares: la prima de 5% resulta excesivamente baja. Un valor muy superior que podría ser el 8% o 10% se necesita para responder a este modelo.

Economía comparada de la reducción de emisiones de CO₂ ⁴⁸

Gran parte del debate referido a la reducción y futura eliminación del uso de combustibles fósiles en el sector eléctrico se ha centrado en la comparación de sistemas energéticos renovables, como por ejemplo la energía eólica y solar, contra las centrales nucleares. Este tipo de ejercicio es importante. Sin embargo, las comparaciones limitadas a fuentes energéticas de nivel cero de CO₂⁴⁹ resultan excesivamente limitada. Lo fundamental es determinar cuál será la fuente de energía que pueda reemplazar a las centrales a carbón, las cuales son responsables del 55% de las emisiones del sector eléctrico en España.

Resulta, por tanto, interesante analizar la siguiente interrogante: ¿De qué manera se pueden comparar las inversiones en energía nuclear con las inversiones en gas natural, o energía eólica, para reducir las emisiones de CO₂? Dicho de otro modo, en función de una cantidad dada, ¿es posible reducir un mayor volumen de CO₂? Por ejemplo, invirtiendo en centrales a ciclo combinado, o eólicas, en lugar de la energía nuclear. El asunto es evidente en lo tocante a la energía eólica – la comparación es una función directa entre dos fuentes de electricidad que no generan CO₂ en la central. Pero las centrales a gas natural de ciclo combinado sí emiten CO₂. Pero quizás sea posible reducir las emisiones de CO₂ de manera más costo-efectiva si se reemplazan las

⁴⁸ Todos los cálculos que aparecen en este texto se basan en valores no subvencionados. No se incluye ninguna garantía de la Administración, beneficios fiscales, etc. para ninguna de las empresas eléctricas. Este enfoque permite realizar comparaciones directas y válidas entre las diferentes fuentes de electricidad. No comentamos la problemática que afecta a los seguros subvencionados por la Administración, ni a las limitaciones sobre responsabilidad civil, que se pueden calcular a niveles sustancialmente por debajo de lo que indica la normativa para los efectos de este texto.

⁴⁹ Únicamente referido a emisiones directas.

centrales a carbón por centrales a gas natural. A fin de cuentas, la generación en base a gas puede necesitar ser reemplazada por Fuentes de nivel o de emisión de CO₂, pero el uso de gas natural en un papel de transición podría, quizás, permitir el desarrollo de nuevas alternativas a la vez que se reduce el costo de las fuentes renovables de emisiones o. La electricidad de fuente eólica es igual, o más, ventajosa que el gas natural en muchos casos, según la situación, el precio del gas, el emplazamiento eólico particular, y el hecho de almacenar, o no almacenar, la energía generada.

Hemos incluido los siguientes parámetros (costos expresados en Euros y céntimos de Euro, a no ser que se indiquen valores distintos):

- Costo variable de la generación a carbón: 2,4 céntimos de Euro, incluyendo costos de combustible y no combustible. ⁵⁰
- Factores de emisión: carbón = 950 de CO₂ por kWh, ciclo combinado: 380 gramos por kWh, nuclear = cero, eólico = cero. ⁵¹
- Costo de combustible en centrales de gas natural a ciclo combinado: 2,25 céntimos de Euro por kWh, nivel de precio al día de hoy en el mercado español. Costos de explotación añadidos no combustible = 0,75 céntimos de Euro por kWh como suposición en un total de 3,0 céntimos de Euro por kWh en gastos de explotación y mantenimiento para combustible y no combustible. Igualmente utilizamos un baremo de alto rango para los costos de gas natural y suponemos un aumento del 50% en el costo de gas para ilustrar los resultados de un posible aumento de los precios del gas. Es importante recalcar que esta estimación no significa que los precios del gas natural necesariamente aumenten de manera sostenida. El modelo de altos precios del gas se utiliza simplemente como ilustración de posibles eventualidades para indicar los costos relativos de la reducción del CO₂ si se diera un aumento en los precios del gas natural.
- Combustible y costos de explotación para la energía nuclear = 1,6 céntimos de Euro por kWh en el modelo a la baja y 2,4 céntimos de Euro por kWh en el caso de altos costos nucleares.
- Costos de capital; nuclear – bajo: 3.500 Euros por kWh instalado, alto = 6.600 Euros por kWh instalado, tal como se indica arriba, vida útil = 40 años, factor de capacidad = 90%.
- Costos de capital, gas natural a ciclo combinado = 1.000 Euros por kW (aproximado). Factor de capacidad = 90%. Basado en costos en EE.UU. de aproximadamente \$1.150 por kW. ⁵²
- Costos de capital: viento hacia tierra (hacia la costa): modelo a la baja = 1.500 Euros por kW (basado en \$1.800 por Kw), factor de capacidad = 35%; modelo a la alta = 1.900 Euros por kW (basado en \$2.200 por kW), factor de capacidad = 25%.
- Intereses y amortización: 8% para eólica y ciclo combinado, 13% para nuclear, lo cual refleja una prima modesta de un 5% (en comparación con primas de posible alto rendimiento “bonos basura”) que podría ser superior, dado el tipo de riesgo.

⁵⁰ Basado en costos promedios al mes de Julio de 2008 convertidos a Euros a tipo de 1.17 dólares por 1 Euro, tipo aplicable en el momento de emisión del Euro y que se corresponde en general al tipo PPP. Los valores precisos no son lo esencial, puesto que se utilizan únicamente con el fin de estimar el diferencial de costos al reemplazar una central a carbón totalmente amortizada (al 100%) por una central de nueva construcción. Este ejercicio permite establecer el costo por tonelada métrica de CO₂ en las distintas centrales.. La totalidad de valores en dólares EE.UU. se han convertido a Euros al tipo de 1,17 dólares por 1 Euro.

⁵¹ En base al gas natural 1.3 MJ para calentar aire comprimido con factor de carga al 90%. Véase más abajo.

⁵² CONE Combined Cycle Revenue Requirements Update PJM Interconnection, LLC. Cost of New Entry Combined Cycle Power Plant Updated Revenue Requirements, para la Interconexión PJM., LLC, Agosto 26, 2008. Se ha utilizado un aumento correspondiente a la tasa de inflación de 2,5% en un plazo de tres años para asegurar que las estimaciones en base a dólares valor constante de 2008 sean comparables con las estimaciones para nuclear de FPL. Se ha asimismo usado un promedio de tres valores de costos de capital, citados en este texto. Conversión \$1,17 = 1 Euro.

Tal como se ha mencionado, estos cálculos son simplificaciones cuyo fin no es otro sino comparar los costos aproximados de la reducción de emisiones de CO₂ en centrales existentes, depreciadas, a carbón, contra nuevas centrales de tres tipos – gas natural a ciclo combinado, nuclear, y eólicas. De realizarse un análisis de sensibilidad, los parámetros utilizados ofrecerían los valores que aparecen en la Tabla 1. Obsérvese que, mientras los costos de capital para el ciclo combinado y eólica son datos realistas, el abanico para la fuente nuclear es extremadamente amplio, debido a las incertidumbres existentes y a la amplia gama de experiencias y resultados del sector nuclear. El modelo a la baja de costos puede no resultar realista en la representación de los costos de una central totalmente construida.⁵³ En este caso se ha incluido, a la baja, para poder evaluar la posibilidad del uso de la fuente nuclear en la reducción de emisiones de CO₂ en comparación con las centrales de gas natural a ciclo combinado. El resultado indica que no es posible.

Al comparar el modelo a la baja del gas natural contra el modelo a la baja nuclear se observa que la central nuclear arroja un costo 80% superior en lo referente a la reducción de CO₂. El modelo al alza para la energía nuclear indica asimismo un factor casi de cuatro veces más que el mismo modelo, a la baja, en reducciones de CO₂. El resultado es el mismo si se compara el modelo nuclear a la baja contra el modelo eólico a la baja. Al otro lado del rango de costos en la energía nuclear, esta fuente resulta más costosa que el modelo al alza de los costos eólicos. La ventaja a favor de la energía nuclear es marginal, y solamente se da al comparar el modelo al alza de la energía eólica contra el modelo a la baja de la nuclear. En mi opinión esto se debe a la utilización de valores bajos que, al menos en EE.UU., parecen ser poco realistas. Debe igualmente observarse que la comparación adecuada, para fines de la toma de decisiones políticas, debería comparar los modelos a la alta en todos los casos, y asimismo los modelos a la baja.

Es interesante indicar una “estimación mejorada”, o basada en datos centralizados, para poder comparar todos estos valores. Igualmente sería útil incluir un elemento referido a los valores que representen el almacenamiento, en el caso eólico, para poder verificar la manera en que ese factor afecta los cambios en relación a la fuente nuclear. Hemos optado por un costo de gas natural de 3,0 céntimos de Euro por kWh para las centrales a ciclo combinado, mucho más allá de los niveles del mercado de hoy, pero dentro del rango de precios en el mercado “spot” de los últimos años. Los costos de capital para la fuente nuclear son de 5.000 Euros por kW, y 1.700 Euros por kW para la eólica: estos niveles se aproximan a los promedios de los rangos que aparecen en la Tabla 1. En el caso de la energía eólica el factor de capacidad es de un 30%, el cual se encuentra entre los modelos a la alta y a la baja.

Con el fin de poder establecer una comparación eólica – nuclear dentro de un marco en el que existe penetración avanzada de las energías renovables, hemos incluido un elemento de almacenamiento de energía comprimida (CAES) de manera que la eólica sería repartida (“dispatchable”) y no intermitente. Las estimaciones de costos de CAES se obtienen de una evaluación detallada completa para un parque eólico de Texas por Ridge Energy Storage & Grid Services.⁵⁴ Dos sistemas a gran escala de almacenamiento neumático por aire comprimido acoplados con centrales a carbón han operado en Huntorf (Alemania) a 290 MW y en McIntosh, Alabama (110 MW). La segunda entró en operación en 1991. Es decir, existe suficiente información en relación a los costos de explotación y de costos a niveles de operación constante disponibles para CAES en lo que se refiere a la generación en la estación central de planta. El concepto eólico de carga en la base que utilice CAES, incluyendo consume de combustible, aparece descrito en detalle en la publicación del National Renewable

⁵³ Opinión de Peter Bradford, antiguo Presidente de la U.S. Nuclear Regulatory Commission. Peter Bradford, conversación privada, personal communication, 8 Mayo 2009.

⁵⁴ Ridge Energy Storage & Grid Services, The Economic Impact of CAES on Wind in TX, OK, and NM, Final Report, June 27, 2005, p. 82. De aquí en adelante denominado Ridge Energy 2005.

⁵⁵ Derivado de National Renewable Energy Laboratory, Creating Baseload Wind Power Systems Using Advanced Compressed Air Energy Storage Concepts, 2007, disponible en Internet en <http://www.nrel.gov/docs/fyo7osti/40674.pdf>. De aquí en adelante denominado NREL 2007.

Energy Laboratory de 2007, en la que incluye las estimaciones utilizadas de consumo de combustible a diferentes niveles de factores de capacidad.⁵⁶

Los resultados de las comparaciones aparecen en la Tabla 2. Los datos indican que las estimaciones centrales de los costos que resultan de la reducción de CO₂ multiplican por dos, aproximadamente, los indicadores que se obtienen del uso del ciclo combinado o de centrales eólicas. Incluso, si incluimos el almacenamiento por aire comprimido, con un costo añadido de algo más de 3 céntimos de dólar por kWh (2,6 céntimos de Euro por kWh), la energía eólica distribuible sigue siendo algo inferior, expresado en costos, que la nuclear. Los costos de capital y de explotación (costos modestos o limitados del gas natural) se obtienen del análisis de Ridge Energy. Los costos de capital de CAES se han ajustado, al alza, en un 50%, para cubrir el aumento de costos entre la fecha de publicación del análisis (2005) y 2008. Los costos de capital representan aproximadamente dos terceras partes del costo anual total de CAES en 2005, y tres cuartas partes de los costos en los cálculos para 2008 que aparecen en la Tabla 2.

Conclusiones

El presente análisis indica que la idea comúnmente aceptada a muchos niveles de que la energía nuclear es necesaria para reducir las emisiones de CO₂ no es correcta. Al contrario, las emisiones se pueden reducir mucho más eficazmente, y a niveles de riesgo inferiores, si las centrales a carbón hoy activas se pudieran ver reemplazadas por centrales alimentadas de energía eólica y de ciclo combinado. A largo plazo el gas natural se puede reemplazar por biogás derivado de la biomasa, por ejemplo, para eliminar las emisiones de CO₂ que se asocian con esta actividad, así como para eliminar el riesgo que resulta del aumento de los precios del gas natural a largo plazo. Incluso, si se incorpora la posibilidad de usar el almacenamiento de la energía del aire comprimido conjuntamente con la energía eólica, para permitir su mejor distribución, los costos de la reducción de emisiones de CO₂ son ligeramente superiores al comparar las estimaciones referidas a la energía nuclear contra la eólica con almacenamiento energético.

No parece algo deseable el enfrentarse a los riesgos que surgen del uso de la energía nuclear, tanto en lo tocante a los residuos, como a la financiación de programas de reducción de emisiones de CO₂. Es más, ya que los plazos para la construcción de nuevas centrales nucleares oscila entre 8 y 10 años (y quizás más en caso de retrasos imprevistos) las reducciones de CO₂ se podrán obtener de manera mucho más rápida si se utiliza la energía renovable, puesto que la realización de proyectos de este tipo no va más allá de dos o tres años, o incluso menos.

Por tanto, podría penalizarse de manera sustancial expresada en CO₂ para el uso de la energía nuclear como resultado directo de los largos plazos que exige. El sector nuclear a su vez tendrá que ponerse al día. En EE.UU. se prevé que se construirán como mucho diez centrales nucleares, y probablemente menos de la mitad de ellas, en los próximos 10 años. El volumen de capacidad renovable equivalente, expresada en términos de generación, y por tanto de reducción de emisiones de CO₂, que se podría generar, alcanzaría valores mucho más importantes. Si estos conceptos se combinan con inversiones de bulto para mejorar la eficiencia de la generación y el almacenamiento, la parte proporcional del costo de la electricidad como elemento del PIB se podrá mantener, incluso si las Fuentes de energía renovables siguen siendo relativamente más costosas al compararse con la generación energética basada en combustibles fósiles (en ausencia de costos por emisión de CO₂).

La energía nuclear nos distrae de la tarea en la que nos debemos aplicar – la transición hacia un sistema de red de energía eléctrica inteligente y basado totalmente en energías renovables. John Wellinghof, Presidente de la

⁵⁶ Noelle Straub y Peter Behr, "Energy Chief Says New Coal, Nuclear Plants May Be Unnecessary," New York Times, April 22, 2009, disponible en Internet en <http://www.nytimes.com/gwire/2009/04/22/22greenwire-no-need-to-build-new-us-coal-or-nuclear-plants-10630.html>

Comisión Federal Reguladora de la Energía de EE.UU., observó hace poco que es posible que no sea necesario abrir, nunca, nuevas centrales generadoras de energía.⁵⁶ Mis investigaciones indican que tiene toda la razón. Las políticas referidas a las centrales nucleares en funcionamiento pueden basarse en la suposición que podremos eliminarlas, y que no necesitaremos nuevas centrales nucleares para resolver los problemas relacionados con el cambio climático.

Tabla 1: Comparación de costos de reducción de CO₂ : ciclo combinado, nuclear, eólica

Sistema energético	Costos de capital euros/kW	Intereses + Depreciación euro-¢/kWh	Costo O&M combustible y no-combustible euro-¢/kWh	Costos totales euro-¢/kWh	Carbón, costos variables	Sumando costos sobre carbón euro-¢/kWh	CO ₂ desplazado por kWh, gramos	euros por mt CO ₂ desplazado	Ratio CO ₂ reducción de costos nucleares bajos contra alternativa	Ratio CO ₂ reducción de costos, nuclear vs. alternativa
CC – costo del gas al día de hoy	1000	1.2	3.0	4.2	2.4	1.8	570	31	180%	389%
CC – costos elevados de gas	1000	1.2	4.1	5.3	2.4	2.9	570	51	110%	239%
Modelo eólico a bajo costo	1500	4.6	0.8	5.4	2.4	3.0	950	31	180%	389%
Modelo eólico a costo alto	1900	8.1	0.8	8.9	2.4	6.5	950	69	82%	178%
Nuclear bajo	3500	6.2	1.6	7.8	2.4	5.4	950	56	100%	217%
Nuclear Alto	6600	11.6	2.4	14.0	2.4	11.6	950	122	46%	100%

Tabla 2: Valores estimados para ciclo combinado, eólico, eólico con almacenamiento, y nuclear, para escenario de reducción de CO₂

Mde energía	Costos de capital euros/kW	Intereses + Depreciación euro-¢/kWh	Costo euro-¢/kWh	O&M no combustible ¢/kWh ³	Costo total euro-¢/kWh	Solamente bles del carbón	Sumar costos sobre carbón euro-¢/kWh	CO ₂ desplazado por kWh, gramos	euros por mt CO ₂ desplazado	Ratio CO ₂ costo de reducción de nuclear contra alternativa
Ciclo Combinado	1000	1.2	3.00	0.8	4.9	2.4	2.5	570	4almacenamiento, y nuclear ⁵	198%
Eólica	1700	6.1	0.0	0.8	6.9	2.4	4.5	950	47	188%
Eólica con almacenamiento	1700	6.1	2.6 (Note 1)	0.8	9.5	2.4	7.1	850 (Note 2)	83	106%
Nuclear	5000	8.8	1.0	1.0	10.8	2.4	8.4	950	88	100%

Note 1: Fuel, non-fuel, y costos de capital para el almacenamiento con aire comprimido (CAES), véase los comentarios más arriba.

Nota 2: Aproximadamente unos 100 gramos de CO₂ por kWh se emitirían usando el modelo de CAES en modo baseload. Véase NREL 2007

2.3 Ocho razonamientos en contra del uso de la energía nuclear en el mundo ¹

El lobby que defiende la energía nuclear declara que solamente él, en solitario, entre todas las demás fuentes de energía convencionales, no emite CO₂ dañino y que, por lo tanto, tiene la capacidad de llenar ese vacío y asegurar una cantidad creciente de la energía mundial y, durante ese proceso, ayudar a mitigar el calentamiento global. Si dejamos de lado el hecho que las energías renovables – eólica, solar, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa y olas marinas – podrían ofrecer alternativas más interesantes, es poco probable que la energía nuclear aporte algo nuevo que ayude a resolver la problemática del cambio climático, pero sí es cierto que da causa a consideraciones referidas a la probabilidad de que lleve al mundo hacia una nueva carrera armamentística nuclear.

1. En principio, habría que decir que existen unas 440 centrales nucleares hoy en operación a nivel mundial que generan aproximadamente un 6% de la energía disponible. Estas centrales son antiguas – son pocas las que se han construido desde la década de los años 90 – y pronto será necesario reemplazarlas. Si aceptamos un costo (a la baja) de 2 mil millones de dólares por unidad operativa, sería necesario aportar un billón de dólares, o más, para reponer el parque en explotación. Las proyecciones de población mundial apuntan hacia un aumento desde el nivel al día de hoy de unos 6.800 millones, hasta alcanzar 8 mil millones de personas en el año 2025, lo que significa que la aportación nuclear al parque energético mundial descendería por debajo del 6%.

Sin embargo, la energía nuclear debería cubrir al menos un 20% del consumo mundial para poder afectar al cambio climático, incluso a un nivel mínimo. Ello necesitaría reemplazar la totalidad de las centrales nucleares en operación, es decir, las 440 hoy en funcionamiento, y construir al menos 1.500 centrales más, para alcanzar unas 2.000 centrales nucleares – con costos totales de aproximadamente 9 billones de dólares. Y esto es precisamente lo que propone la Organización Mundial de la Energía (International Energy Agency). Para poder cumplir con esta tarea hercúlea tendríamos que iniciar la construcción de tres centrales nucleares al mes durante los próximos 60 años, algo que las empresas del sector energético y de servicios públicos considerarían cosa de locos.

2. Es más, incluso si fuéramos capaces de construir un volumen de centrales a ese ritmo, nos enfrentamos al problema de la disponibilidad del uranio. Según información aportada por la Organización Mundial de Energía Atómica (International Atomic Energy Agency – IAEA) los recursos de uranio disponibles podrían no cumplir con el volumen de exigencia, ni siquiera para cubrir las necesidades de las centrales hoy en explotación, al año 2026 – en caso de demanda fuerte – y al año 2035 si la demanda es de nivel medio. Es posible, por supuesto, que nuevas exploraciones pongan a disponibilidad un mayor volumen, pero ¿a qué precio?

3. También nos enfrentamos a la necesidad de deshacernos de los desechos nucleares. Hace ya 60 años que nos encontramos en la era nuclear, y todavía ni nuestros ingenieros ni el mundo de la ciencia en general saben como transportar, eliminar y almacenar los residuos nucleares. Como resultado, las varillas de combustible nuclear empobrecido se acumulan en instalaciones radioactivas por todo el mundo. En los EEUU

¹ Este capítulo ha sido elaborado por Jeremy Rifkin, Presidente de la Foundation on Economic Trends.

el gobierno federal ha dedicado más de 8 mil millones de dólares en la construcción de lo que, se suponía, sería un sarcófago subterráneo hermético en las profundidades de Yucca Mountain para almacenar el material radioactivo. Esta bóveda bajo tierra estaba diseñada para garantizar su estanqueidad durante 10.000 años. Lamentablemente, la Agencia de Protección del Medio Ambiente ya acepta que habrá fugas en la cámara.

4. Más importante aún es la disponibilidad del agua. Se necesitan volúmenes ingentes de agua para refrigerar los reactores de las centrales nucleares. Las 59 centrales en Francia, que generan un 58% de la energía que consume el país, consumen un 40% del agua potable que se usa cada año para enfriar los reactores nucleares. El agua recalentada fluye directamente a los sistemas fluviales y sus sistemas secundarios, y los deshidratan, lo cual limita la disponibilidad de agua para el uso humano. Según aumenta la sequía inducida en cada vez más países, las probabilidades de tener acceso a suficiente agua para poder explotar las centrales nucleares y cubrir las necesidades del resto de los elementos de la sociedad son cada vez más limitadas. El problema que se da en EEUU es el mismo, dado que los Estados sureños se enfrentan a déficits en el acceso al agua. En esta región también se están dando sequías inducidas, con grandes pérdidas de agua necesaria para las costosas centrales nucleares, y para irrigación agrícola y usos potables.
5. Más aún, parece una locura pensar en construir cientos, e incluso miles de centrales nucleares en un momento histórico en el que los conflictos regionales se multiplican. Por una parte los EEUU, la Unión Europea, y gran parte de las naciones del mundo temen la mera posibilidad de que un solo país, Irán, se pueda hacer con el control de uranio enriquecido como parte de su programa de construcción de centrales nucleares y así hacer uso de su capacidad de utilizar bombas nucleares. Además, son muchos entre esos mismos gobiernos los que hacen lo que pueden para diseminar las centrales nucleares por todo el mundo, colocándolas en cada posible resquicio de la topografía global. Todo ello implica que el uranio y los residuos y desechos nucleares que se acumulan en instalaciones improvisadas se emplazan en zonas a menudo cercanas a núcleos urbanos de gran densidad de población.
6. Las consideraciones de seguridad son cada vez más controvertidas según aparecen informaciones que reflejan el hecho de que las centrales francesas de nueva generación nuclear están diseñadas para reciclar al uranio a plutonio. La idea de que el plutonio llegue a las manos de grupos terroristas o de otros grupos ilegales y dedicados al bandidaje hace realidad los peores temores de los analistas en temas de seguridad. Las centrales nucleares son el “objetivo blando” más interesante para cualquier ataque terrorista. El 8 de noviembre de 2005, el gobierno de Australia detuvo a 18 terroristas islámicos que presuntamente intentarían hacer explotar la única central nuclear en operación en Australia. De haber tenido éxito Australia habría sufrido su propia versión nacional del ataque catastrófico que tuvo lugar en Nueva York el 11 de septiembre de 2001. Debemos todos sentirnos preocupados. Un análisis de la Agencia Nacional de Regulación Nuclear (Nuclear Regulatory Commission) en los EEUU estableció que más de la mitad de las centrales nucleares en explotación, en EEUU, no fueron capaces de evitar un ataque simulado contra sus propias instalaciones.
7. La energía nuclear es la expresión del tipo de generación de energía que representa lo que es el siglo XX. En una nueva época de TI en red y de energía renovable, tanto las empresas como los usuarios de calle se verán en la situación de poder generar su propia energía in situ – potencia solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica, de desechos, agrícola, forestal y de olas marinas – almacenando dicha energía expresada en forma de hidrógeno, y compartir su exceso de capacidad con otros millones de usuarios en el resto del mundo, de igual manera que al día de hoy podemos compartir la información por medio de redes tales como Internet. Las

posibilidades que tenemos de compartir y distribuir la energía renovable va mucho más allá, al menos un orden más de magnitud de la energía que se puede generar en base a las centrales nucleares.

8. En conclusión, la energía nuclear constituye una fuente energética mucho más cara que las energías renovables y lo único que nos aporta son unos cuantos puestos de trabajo, sin efectos que multipliquen su participación en la estructura de la economía. Al desplazarnos hacia la energía renovable y distribuida podremos, por el contrario, crear cientos de miles de puestos de trabajo en España en la instalación e implementación de tecnologías basadas en la energía renovable, en la conversión de edificios que hoy existen para que puedan obtener energía directa, en la creación de una nueva infraestructura de almacenamiento de hidrógeno, en el redimensionamiento de la red energética española, y en la reformulación del sector del transporte mediante el uso de vehículos eléctricos que funcionen en base a modelos eléctricos, de carga directa, y que operen con hidrógeno.

3. Escenarios para un modelo basado en los 100% de energías renovables en 2050 ¹

3.1. Escenarios de demanda eléctrica

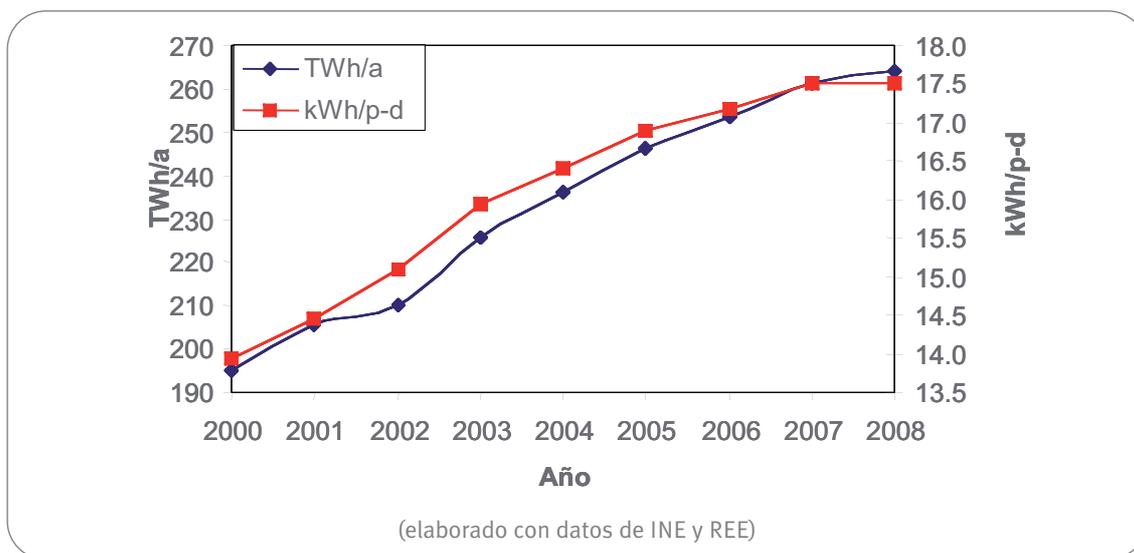
En la actualidad, con un sistema económico y energético en vías de experimentar una transformación estructural, existe una gran incertidumbre sobre la evolución de la demanda eléctrica, y especialmente al proyectarla hasta periodos tan lejanos como el año 2050. Algunos de los factores que afectarán a dicha demanda (tanto en magnitud total como en distribución estacional y horaria), y sobre los que actualmente existe una gran incertidumbre son los siguientes:

- Evolución de la población
- Electrificación del sector transporte (cambio modal y vehículos eléctricos)
- Electrificación del sector edificación
- Grado de incorporación de medidas de eficiencia energética
- Evolución del crecimiento económico y la intensidad energética
- Grado de incorporación de medidas de gestión de la demanda

A pesar de todo ello, hemos procedido a desarrollar tres escenarios de demanda eléctrica (alto, medio y bajo) que engloben dentro de su horquilla la gran mayoría de las posibilidades que cabe esperar por lo que respecta a la demanda eléctrica en el año 2050. Estos tres escenarios de demanda eléctrica serán posteriormente usados para ilustrar la estructura de sistemas de generación eléctrica basados en renovables con capacidad de dar cobertura a estos niveles de demanda.

Por lo que respecta a la evolución pasada de la demanda de electricidad en España (sistema peninsular) durante los últimos años, en la Figura-1 encontramos recogidos los valores de la demanda total y la demanda per cápita desde el año 2000 hasta el año 2008.

Figura 3.1: Evolución de la demanda eléctrica en b.c. para el sistema eléctrico peninsular español



¹ Este capítulo ha sido elaborado por Xavier García Casals, Dr. Ingeniero aeronáutico y Consultor

Por lo que se refiere a las proyecciones para el año 2050, en la Figura-2 mostramos la demanda de energía eléctrica per cápita en este año según distintos escenarios, pudiendo observar la gran variación en los valores proyectados. En la Figura-3 podemos apreciar estimaciones de la evolución de la demanda hasta el año 2050 según tres de estos escenarios.

Figura 3.2: Distintas proyecciones de la demanda de electricidad per cápita para el año 2050.

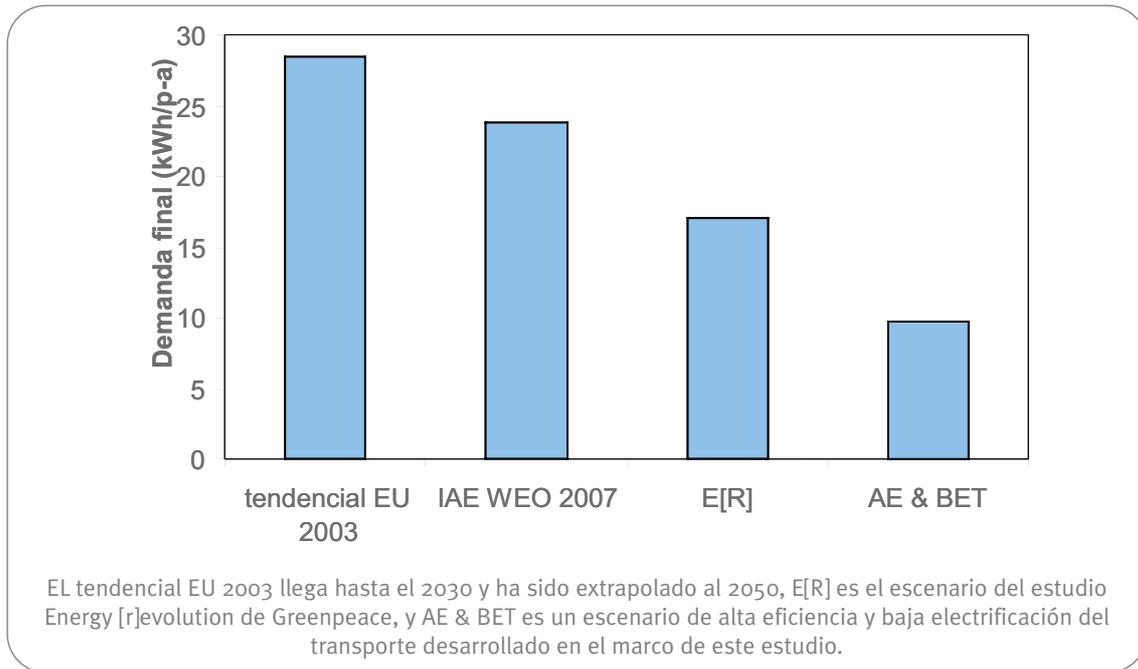
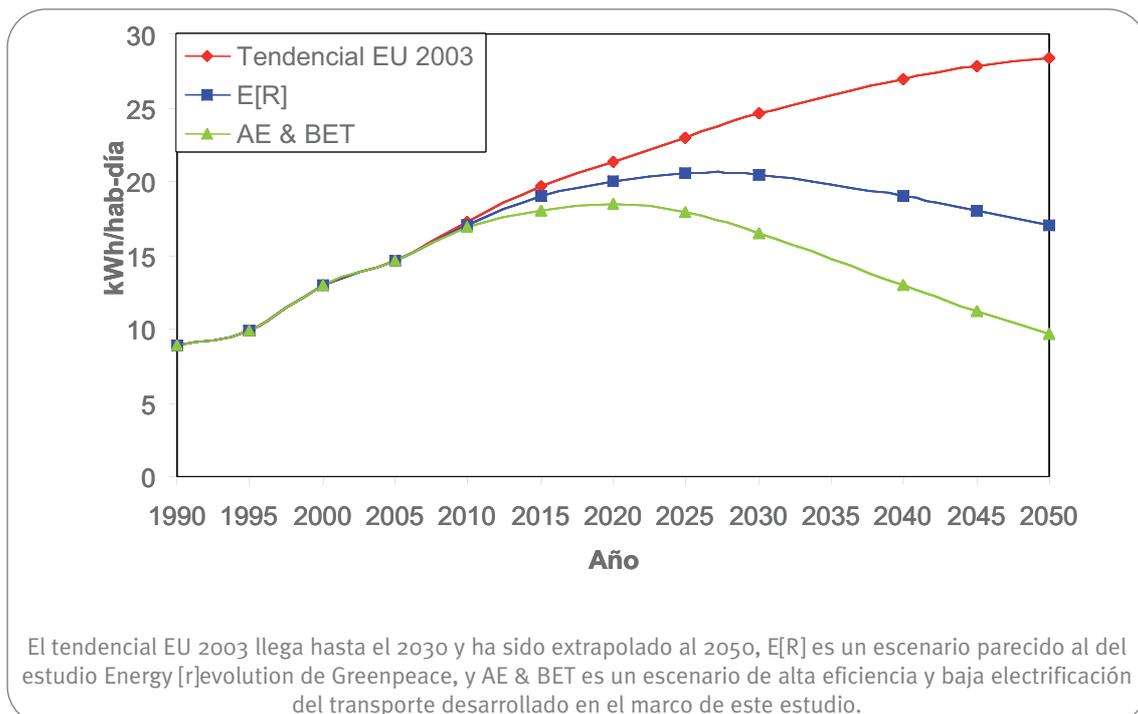
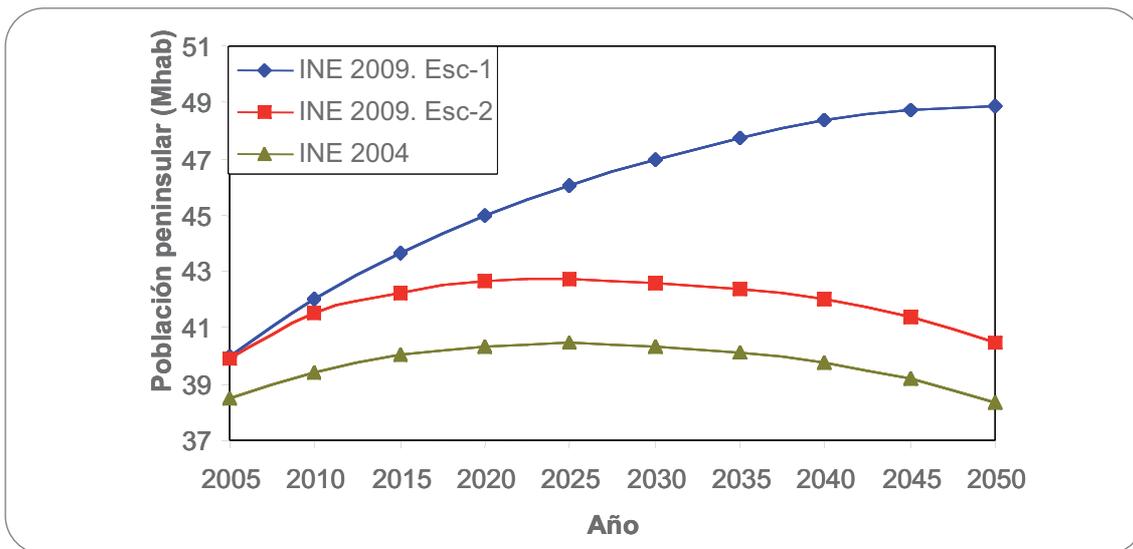


Figura 3.3: Distintos escenarios de la evolución de la demanda de electricidad per cápita hasta el año 2050.



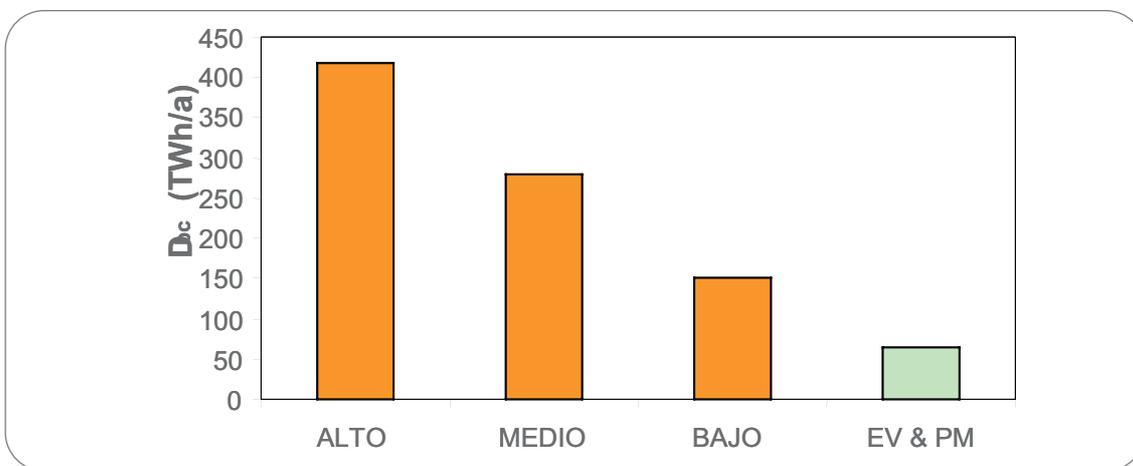
Además de la gran dispersión en los escenarios de demanda eléctrica per cápita para el 2050, los escenarios poblacionales para estas fechas muestran también una gran variabilidad tal y como podemos observar en la Figura-4, introducida fundamentalmente de la proyección de la inmigración.

Figura 3.4: Distintos escenarios de la evolución de la población en la España peninsular.



En este contexto, hemos optado por configurar para el desarrollo de este estudio tres escenarios de demanda que encierren dentro de su horquilla la mayoría de las opciones que cabría esperar. En la Figura-5 presentamos estos tres escenarios de demanda, junto a la valoración de la demanda eléctrica correspondiente a la electrificación total del parque de vehículos en el año 2050 con un escenario de población media, que es uno de los elementos de incertidumbre de la demanda que anteriormente comentábamos.

Figura 3.5: Los tres escenarios de demanda eléctrica proyectada para el sistema eléctrico peninsular en el año 2050.



Se muestra también la demanda eléctrica correspondiente a la electrificación total del parque de vehículos en un escenario de población media.

Veamos a continuación qué podrían representar cada uno de estos escenarios de demanda eléctrica para entender en qué medida incluyen el abanico de posibilidades que cabe esperar:

Escenario de demanda ALTO:

Este escenario podría representar por un lado un escenario BAU como el escenario de referencia indicado en el WEO 2007 de la IEA (demanda final per cápita de 24.2 kWh/hab-día), con un escenario de población media en la España peninsular (44.67 Mhab).

Así mismo, podría representar un escenario con implementación media de medidas de eficiencia respecto al escenario BAU del WEO 2007 (ahorro del 33 %), y una electrificación total del parque de vehículos, con un escenario de población media (44.67 Mhab).

Escenario de demanda MEDIO:

Este escenario podría representar un escenario con implementación media-alta de medidas de eficiencia respecto al escenario BAU del WEO 2007 de la IEA (ahorro del 44 % excluyendo cobertura eléctrica del transporte), una electrificación del sector transporte² del orden del 27%, y una población media (44.67 Mhab).

Este escenario incorpora el mismo nivel de medidas de eficiencia respecto al BAU del WEO 2007 excluyendo el transporte (ahorro del 44 %) que el escenario del informe *Energy[R]evolution* (Greenpeace, 2008), pero un nivel inferior de electrificación del sector transporte.³

A su vez, este escenario medio (280 TWh/a) coincide con el escenario de demanda empleado en los informes Renovables 2050 y Renovables 100% de Greenpeace.

Escenario de demanda BAJO:

Este escenario podría representar un escenario con implementación alta de medidas de eficiencia respecto al escenario BAU del WEO 2007 de la IEA (ahorro del 60 % de la demanda eléctrica total), con una baja electrificación del sector transporte y un escenario bajo de población (40.49 Mhab), representando por tanto una cota inferior adecuada al valor que cabe esperar de la demanda eléctrica para el año 2050.

Para poner en referencia con la situación actual a estos escenarios de demanda eléctrica, en la Figura-6 presentamos estos escenarios junto a la demanda eléctrica del sistema peninsular en el año 2008 y la cobertura de la misma con las distintas fuentes energéticas (resultados procesados de REE, 2008 y CNE, 2009). Como puede observarse, para un amplio abanico de escenarios comprendidos entre el medio y el bajo, el aporte de todo el parque de generación nuclear a la cobertura de la demanda sería directamente prescindible independientemente del ritmo de implementación de las energías renovables. Es más, especialmente en escenarios de baja demanda, la presencia en el sistema de generación eléctrica de los grupos nucleares con su baja flexibilidad, introducen importantes restricciones a la viabilidad económica de la implementación de las energías renovables. A modo de ejemplo, baste mencionar que ya en el año 2008, durante la madrugada del 2

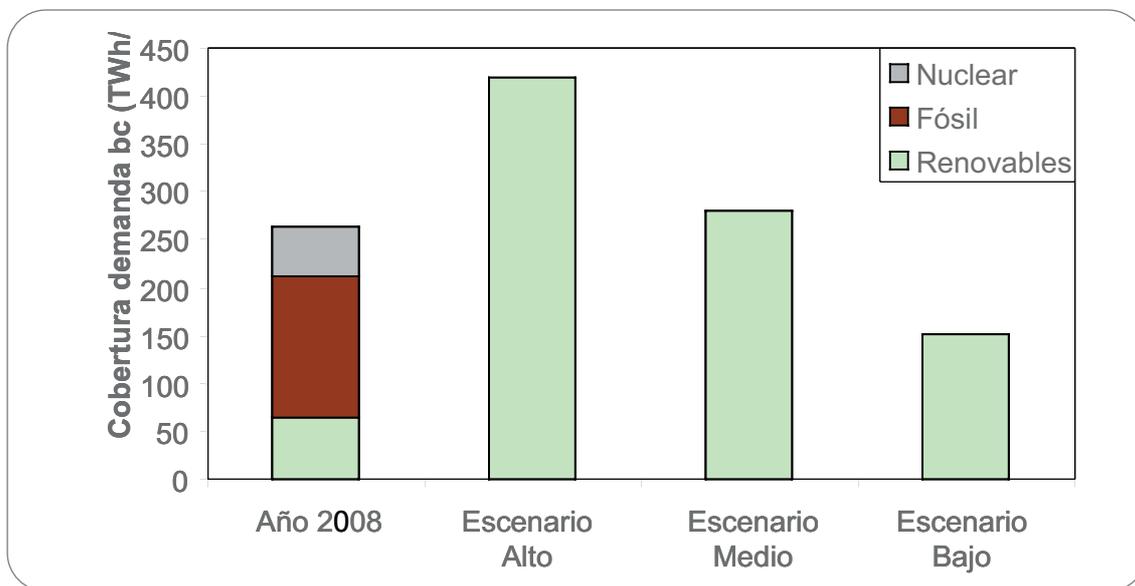
² Es de notar que esta electrificación no sólo considera los vehículos eléctricos sino que incluye los cambios modales. A nivel de referencia, el escenario de referencia del WEO 2007 de la IEA considera una electrificación del sector transporte del 4.3%.

³ La electrificación del sector transporte en este escenario, tomando como base la estructura y demanda del sector transporte en el escenario *Energy [r]evolution*, sería del 27.3% frente al 35% empleado en el escenario *Energy [r]evolution*. Sin embargo, esta comparación debe mantenerse exclusivamente a nivel cualitativo porque la menor electrificación conlleva una modificación de la estructura de la demanda en el sector transporte.

de noviembre REE tuvo que dar la orden de bajar la producción eólica por la falta de demanda en estas horas valle, reduciendo en 2.8 GW la generación eólica en estos instantes (un 36.3 % de la potencia nuclear instalada), como consecuencia de la inflexibilidad de las centrales nucleares (grueso de la generación en estas horas valle) para acomodar la producción eólica. Esta situación, que irá siendo más habitual a medida que aumente la penetración de las tecnologías renovables en el sistema de generación, ocasionará pérdidas importantes en la retribución a estas tecnologías, anulando en parte el mecanismo de apoyo instrumentado para potenciar su introducción. En este sentido, es recomendable proceder al cierre del parque nuclear con la mayor celeridad posible.

Es preciso apuntar que el cierre del parque nuclear, acompañado de la adecuada potenciación de las centrales de energía renovable y de medidas de eficiencia y gestión de la demanda, no implica de ninguna forma un incremento del consumo de combustibles fósiles para alcanzar la cobertura de la demanda, incluso si el nuevo parque renovable no tuviera la posibilidad de cubrir la demanda en los periodos horarios en los que actualmente la cubre la energía nuclear. La introducción de una mayor generación renovable simplemente ocasionaría un desplazamiento de la generación fósil (gracias a la mayor flexibilidad de las centrales de ciclo combinado) hacia aquellas horas en las que la generación de origen renovable tuviera menos capacidad de cubrir la demanda.⁴ De hecho, dado el amplio abanico disponible de medidas de gestión de la demanda (redes inteligentes) y eficiencia energética, el proceso de introducción de las energías renovables podría incluso ir acompañado de una reducción del consumo de combustible fósil.

Figura 3.6: Comparación de los tres escenarios e demanda eléctrica con la demanda eléctrica y la estructura de la cobertura de la misma para el sistema eléctrico peninsular en el año 2008.



Por último conviene hacer un apunte diferenciado sobre el efecto que la electrificación del parque de vehículos puede tener sobre los sistemas de generación basados en energías renovables.

Tomando como referencia un escenario poblacional medio para el año 2050 (44.67 Mhab), con una tasa de propiedad de vehículos per cápita un 20% inferior a la actual para reflejar una mayor eficiencia en el uso de este recurso,⁵ una flota de vehículos con consumo medio de 0.15 kWh/km equipados con baterías de 40 kWh de

4 En este sentido, la generación nuclear actual compite directamente con la generación renovable incluso si no coinciden en la misma banda horaria de demanda.

5 Por ejemplo mediante un incremento de las infraestructuras y planteamientos para compartir la propiedad de los vehículos.

capacidad, y con disponibilidad de potencias de conexión para el cargador y para la inyección de electricidad a red desde el vehículo (V2G) de 10 kW, esta electrificación del transporte traería las siguientes consecuencias sobre un sistema de generación basado en energías renovables:

- Incremento de la demanda eléctrica final en 60.3 TWh/a. Esta demanda representaría un 16.6 % de la demanda del escenario alto, un 24.8 % de la demanda del escenario medio, y un 45.6 % de la demanda del escenario bajo.
- Disponibilidad en el esquema V2G de una potencia rodante para el sistema de generación eléctrico que podría oscilar entre 89 GW y 125 GW en las horas punta y valle de movilidad respectivamente.
- Disponibilidad de una capacidad de acumulación distribuida susceptible de ser incorporada en esquemas de gestión de la demanda del orden de 0.5 TWh a 0.36 TWh en las horas valle y punta de movilidad respectivamente.

Por tanto, además de un incremento significativo (tanto más importante cuanto más eficiente el resto del sistema energético) de la demanda eléctrica total, la electrificación de los vehículos con esquemas V2G nos aportan dos valores añadidos importantes para un sistema de generación basado en energías renovables: Potencia rodante y capacidad de acumulación.

En el estudio Renovables 100% de Greenpeace se mostró que en un mix de generación basado en energías renovables para la cobertura de la demanda eléctrica del sistema peninsular, resulta mucho más crítico el disponer de potencia rodante (de generación y demanda) que el de disponer de capacidad de acumulación. En efecto, incluso sin explotar al máximo las opciones del lado de la generación, y sin tener en cuenta ninguna actuación por el lado de la gestión de la demanda, para una demanda de 280 TWh/a (escenario medio de este estudio), bastaba con una capacidad de acumulación del orden de 1 TWh para acoplar la generación con la demanda, mientras que se requería del orden de 20 GW de potencia rodante. Es decir, las exigencias de regulación de potencia son muy superiores a los de energía en un mix de generación basado en renovables.⁶

En este sentido, podemos concluir que la electrificación de los automóviles, además de permitir alcanzar niveles de eficiencia muy superiores en este subsector, tiene características que se alinean muy bien con los requerimientos de un sistema de generación basado en energías renovables.

3.2. Consideraciones y opciones para la cobertura total de la demanda con renovables

En este capítulo vamos a presentar una serie de resultados y consideraciones relativos la evaluación de las posibilidades de cobertura de la demanda de energía eléctrica con mix de generación basados exclusivamente en energías renovables.

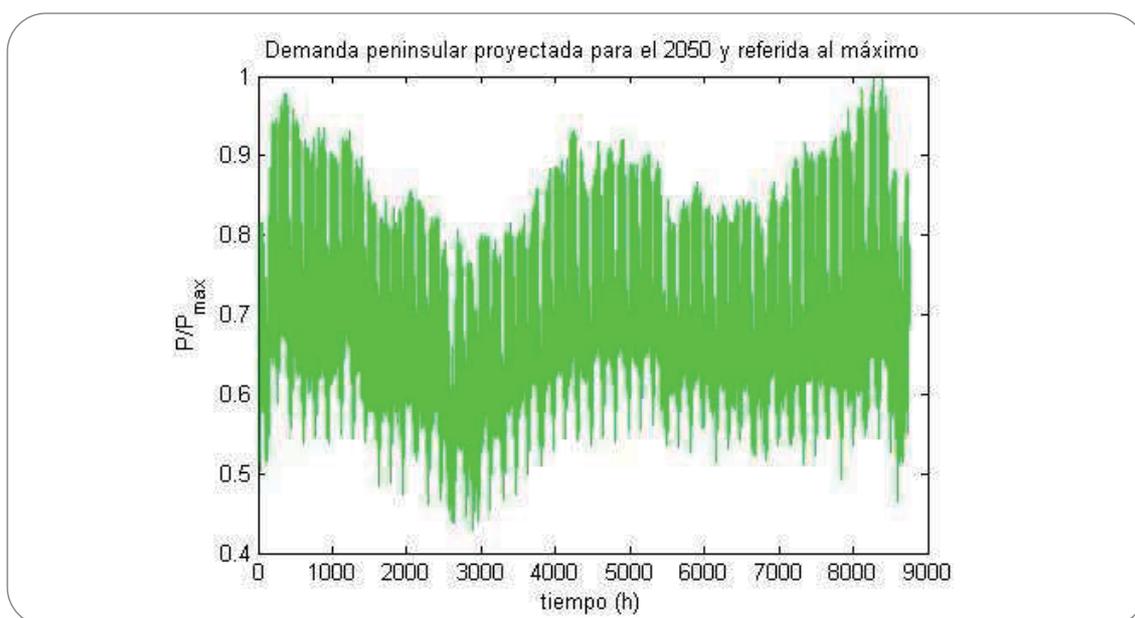
Los resultados presentados proceden del estudio Renovables 100% de Greenpeace, y en dicho informe se puede encontrar gran cantidad de información adicional sobre las hipótesis y métodos de cálculo que conducen a estos resultados.

En general es importante resaltar que estos escenarios son conservadores en el sentido de que no asumen actuación alguna por el lado de la gestión de la demanda, e incluso limitan las opciones de gestión de la generación que ofrecen estos mix de generación basados en energías renovables, por lo que en general conducen a unos requerimientos de potencia instalada superiores a los que tendríamos si se incorpora el potencial de la gestión de la demanda.

⁶ Evidentemente, con gestión de la demanda se pueden reducir muchísimo estos requerimientos de regulación en potencias.

En efecto, la distribución horaria de la demanda eléctrica que se asumió en Renovables 100% fue la correspondiente a la modulación horaria de la demanda del sistema peninsular durante el año 2003 (Figura-7), por lo que presupone una demanda completamente ‘ciega’ a los requerimientos de regulación del parque generador. En el caso considerado, la demanda anual proyectada para el año 2050 es de 280 TWh/a, con un pico de demanda de 45.07 GW y un mínimo de demanda de 19.36 GW.

Figura 3.7: Evolución horaria de la demanda de energía eléctrica considerada en el estudio Renovables 100%, y correspondiente a la modulación horaria de la demanda del sistema peninsular en el año 2003..



Uno de los primeros resultados relevantes del análisis llevado a cabo en el informe Renovables 100% en cuanto a las posibilidades de cubrir la demanda con un sistema de generación basado en renovables, es el elevado efecto de regularización de la capacidad de generación que introducen los elementos de dispersión espacial y de diversidad tecnológica. En efecto, el tópico clásico de que las renovables son tan discontinuas en su generación que no permiten el acoplamiento con la demanda si no es a través de una capacidad de acumulación descabellada, si bien es cierto para un sistema aislado de pequeña potencia basado en tecnología eólica o fotovoltaica, es absolutamente falso para un sistema del tamaño del sistema eléctrico peninsular y con una diversificación suficiente de las tecnologías empleadas.

Dicho esto, para ilustrar las peculiaridades de los mix de generación basados en renovables, vamos a presentar resultados de dos mix de los desarrollados para el estudio Renovables 100%, ambos alcanzando una cobertura del 100% de la demanda.

Uno de ellos, el mix-27 cuya distribución de potencia instalada se muestra en la Figura-8, es un mix que no hace uso de gran parte de los mecanismos que ofrecen las tecnologías renovables para acoplarse a la demanda. Por no usar, no incorpora ni la capacidad de regulación que ofrecen las centrales hidroeléctricas regulables que ya se están usando en el sistema de generación actual. Así mismo, tampoco hace uso de la gran potencia rodante que proporciona la hibridación con biomasa de las centrales termosolares, ni de la capacidad de acumulación térmica de las centrales termosolares (que para la potencia instalada de esta tecnología supone el 74.3 % de la demanda media diaria). Los elementos de regulación de los que dispone este mix quedan por tanto reducidos a sólo dos de las opciones disponibles:

- Sobredimensionado del parque generador para regular con el excedente de la capacidad de generación.

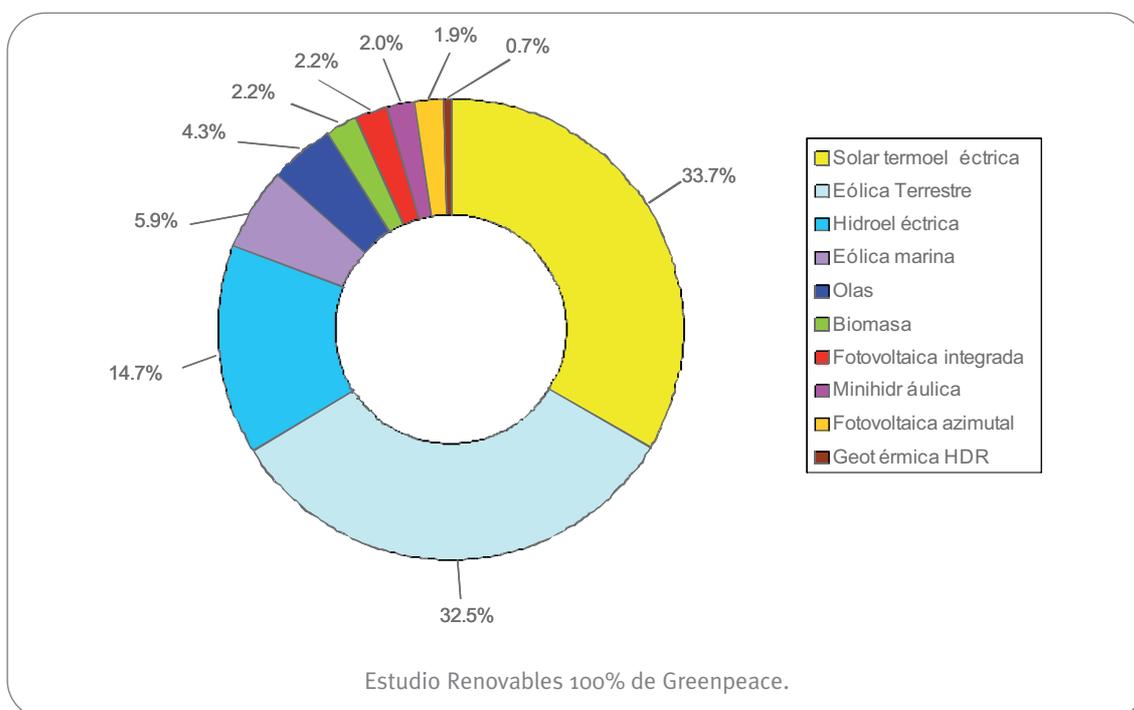
- Una capacidad de acumulación de 1.5 TWh, del orden de la implementada en el bombeo hidroeléctrico actual del sistema eléctrico peninsular.
- Una potencia instalada de 2.5 GW de biomasa regulable.

En estas condiciones, la regulación necesaria para la cobertura de la demanda implica el disipar una parte importante de la capacidad de generación disponible (en este caso un 34.4 % de la energía utilizada para cubrir la demanda).

En la Figura-9 podemos observar la distribución horaria anual de la potencia demandada, la potencia despachada, los requerimientos de disipación y el déficit en cobertura de la demanda. Lo primero a observar es que el déficit es nulo a lo largo de todo el año, es decir, que la potencia despachada iguala a lo largo de todas las horas del año a la potencia demandada, alcanzando una cobertura total de la demanda con la generación renovable. Lo siguiente que salta a la vista es la importante cantidad de potencia disipada a lo largo de gran parte del año. Finalmente, en la Figura-10 mostramos la evolución horaria temporal de los elementos de regulación no asociados a la disipación de capacidad de generación de este mix (capacidad de acumulación y generación con biomasa).

Podemos por tanto concluir que gracias a la elevada velocidad de respuesta de la gran mayoría de tecnologías de generación basadas en renovables, es posible cubrir la demanda con potencias instaladas relativamente limitadas (el SM = 2.5 no es excesivamente más elevado que el 2.1 del sistema eléctrico peninsular en el 2008), pero que ello conlleva una disipación importante de capacidad de generación, por lo que cabe esperar que el uso de otros mecanismos de flexibilidad del sistema eléctrico⁷ conduzca a costes inferiores del sistema energético.

Figura 3.8: Distribución de la potencia instalada en el mix-27. La potencia total instalada es de 113 GW, que representa un múltiplo solar de SM = 2.5, y la capacidad de acumulación es de 1.5 TWh.



⁷ Entre los que se puede considerar la integración del sistema eléctrico con el resto de sistemas energéticos para el aprovechamiento de esta 'electricidad residual' en un esquema más integral de gestión de la demanda.

Figura 3.9: Evolución horaria anual de la demanda, la potencia despachada, los requerimientos de disipación y el déficit en la cobertura de la demanda para el mix-27.

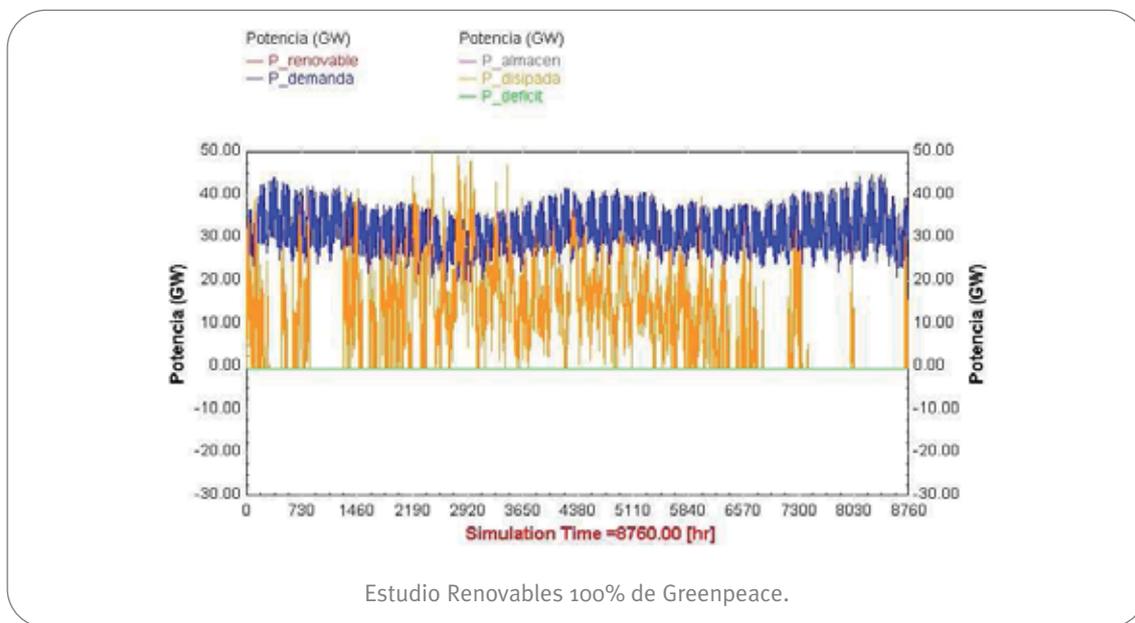
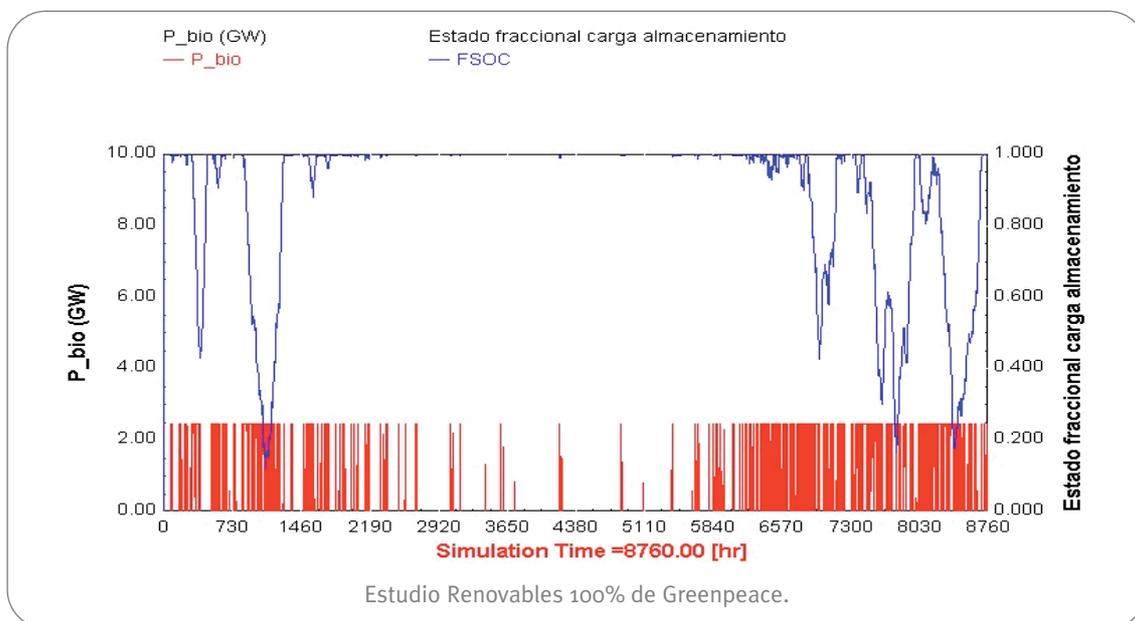


Figura 3.10: Evolución horaria anual del estado de carga de la capacidad de acumulación de 1.5 TWh y del uso de la biomasa con el mix-27.



El otro mix cuyos resultados vamos a recoger en este punto es el mix-32, un mix resultante del proceso de optimización acoplado de la expansión de la generación y el despacho con la estructura de costes empleada en el estudio Renovables 100%. Este mix hace uso de mecanismos adicionales de flexibilización del sistema eléctrico respecto al mix-27 anteriormente expuesto, y por tanto permite cubrir la demanda con una potencia instalada (y un coste) significativamente inferiores. En concreto, los mecanismos adicionales de flexibilidad que incorpora este mix son los siguientes:

- Optimización de la explotación de las centrales hidroeléctricas regulables.
- Optimización del bombeo hidroeléctrico.
- Hibridación de las centrales termosolares con biomasa.

Respecto a la gestión de las centrales hidroeléctricas regulables, la potencia instalada es del orden de la del sistema eléctrico actual y la capacidad de los embalses es la actualmente disponible. Respecto al bombeo hidroeléctrico, la potencia considerada (4.2 GW) es ligeramente superior a la actualmente implementada.

En este mix de generación (sometido a un proceso de optimización económica), la hibridación de las centrales termosolares con biomasa se muestra como un elemento de flexibilización del sistema de generación muy importante y económico. Esta hibridación permite hacer uso de la potencia instalada para las centrales termosolares como potencia rodante (que en este caso asciende a 18 GW) prácticamente sin requerimientos de inversión adicional respecto a la situación de construir centrales dedicadas sólo para la biomasa. En efecto, en estos mix de generación, la biomasa actúa como elemento de regulación, por lo que si se intenta incorporar con centrales dedicadas exclusivamente a la biomasa, su bajo factor de capacidad hace que no entren en el despacho económico (o bien que en el caso de instalarse produzcan electricidad a un coste muy elevado). Además, en el caso de una central de biomasa dedicada, resultaría muy caro (y energéticamente ineficiente) mantener el bloque de potencia caliente para poder entrar en operación con los cortos tiempos de respuesta requeridos por la regulación del sistema. En el caso de la hibridación con biomasa de las centrales termosolares ambos problemas quedan resueltos, con lo que la biomasa se convierte en un importante elemento de regulación manteniendo un consumo total del recurso biomasa limitado (su regulación es más importante en términos de potencia que de energía).

En la Figura-11 mostramos la distribución de potencia instalada en este mix, que con 81.2 GW proporciona un $SM = 1.8$ (significativamente inferior al valor de 2.1 del sistema eléctrico peninsular en el año 2008). En la Figura-12 mostramos la distribución del despacho de este mix para la cobertura total de la demanda eléctrica.

Como podemos observar en estas figuras, el proceso de optimización técnico-económica, si bien nos conduce a un mix de generación basado en renovables con una potencia total instalada significativamente inferior y un coste de la electricidad producida también considerablemente inferior, nos produce unos mix de generación con menos diversidad tecnológica. En concreto, en este mix sólo intervienen las tecnologías eólica terrestre, hidroeléctrica, termosolar y biomasa. En principio, el apostar por una mayor diversidad del mix de generación nos aporta una serie de ventajas (seguridad de suministro, potenciación actividad económica,...) que consideramos importantes.

Figura 3.11: Distribución de la potencia instalada en el mix-32. La potencia total instalada es de 81.2 GW, que representa un múltiplo solar de SM = 1.8.

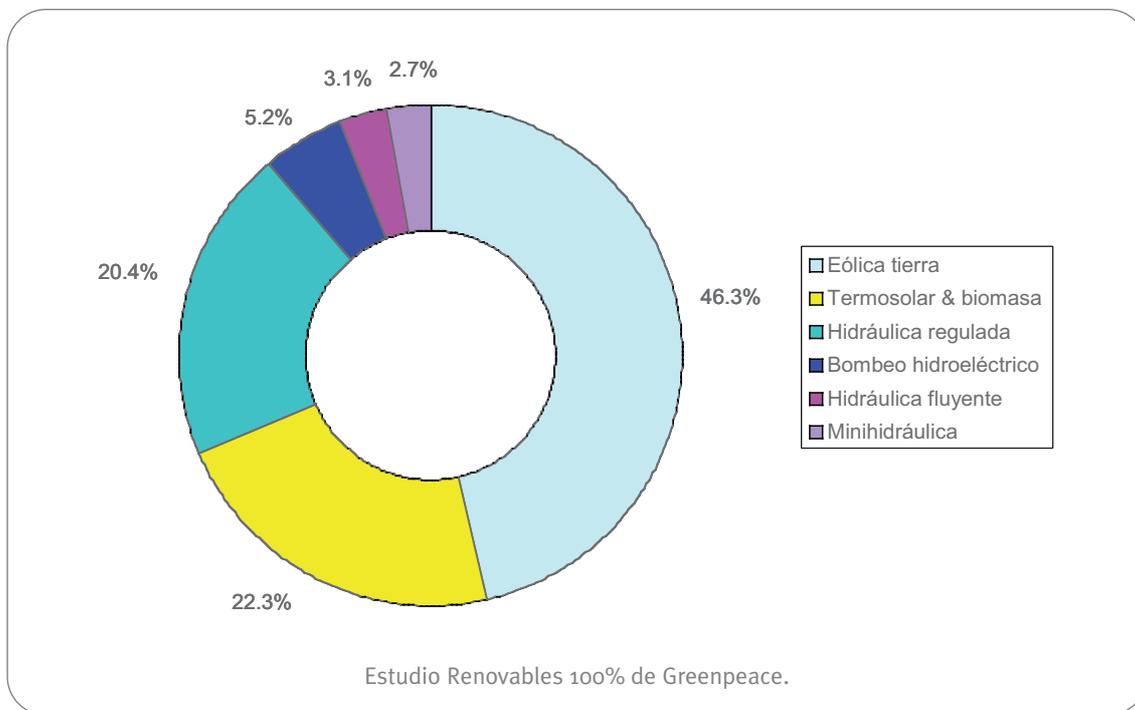
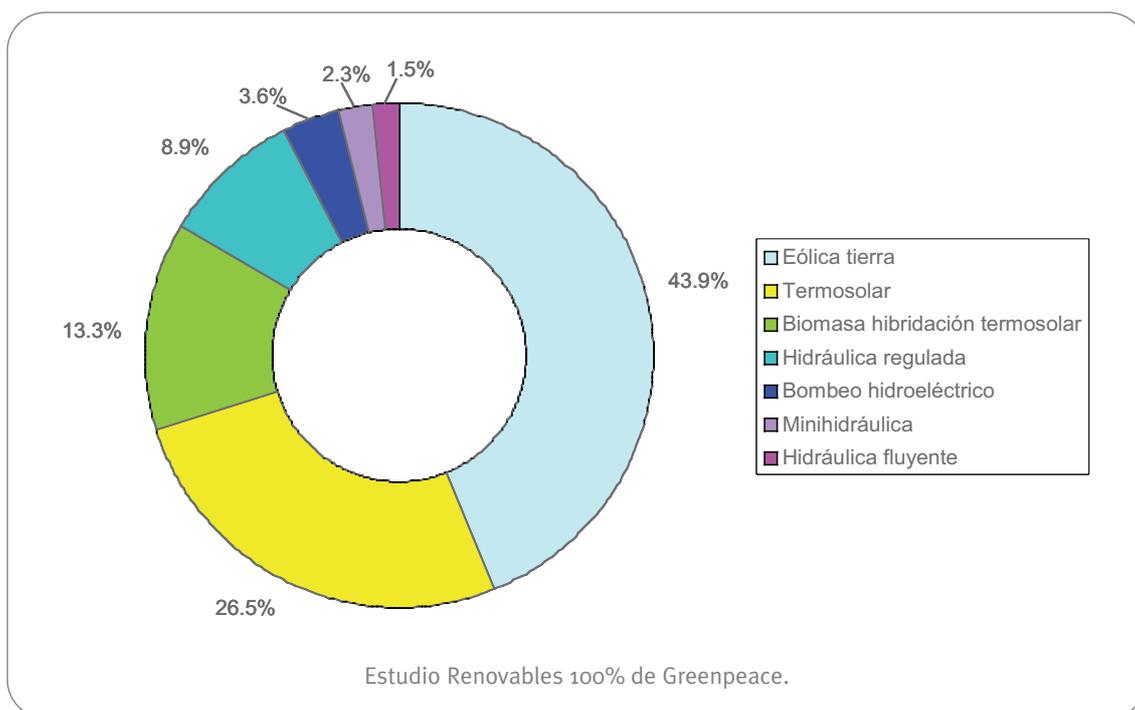


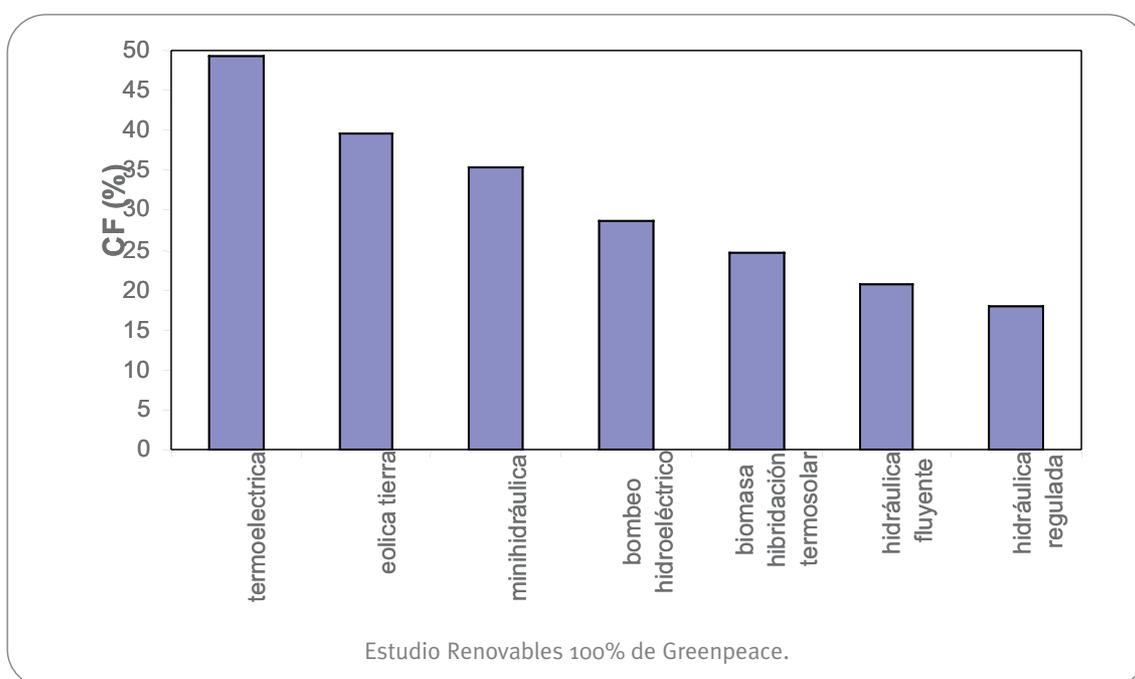
Figura 3.12: Distribución del despacho de energía en el mix-32.



Con el fin de ilustrar hasta que punto se consigue un buen uso de los recursos renovables poco gestionables⁸ al disponer de mecanismos de flexibilidad en el sistema de generación, en las Figuras 13 y 14 mostramos los factores de capacidad⁹ anuales con los que se usan las distintas tecnologías en este mix-32, así como el cociente de dichos factores de capacidad y el máximo que proporciona la tecnología considerada. Como podemos observar, los recursos poco gestionables como la eólica, termosolar,¹⁰ minihidráulica e hidráulica fluyente, se usan prácticamente al 100% de sus posibilidades (disipación prácticamente nula de capacidad de generación), y los elementos de flexibilización del sistema eléctrico incorporados en este mix (hidroeléctrica regulada, biomasa de hibridación y bombeo hidroeléctrico) se usan muy por debajo de sus posibilidades, indicando una importante reserva de seguridad de suministro en este mix de generación.

Para terminar, en las Figuras 15 y 16 mostramos la distribución horaria anual de la energía despachada de las distintas tecnologías en el mix-32 con cobertura total de la demanda.

Figura 3.13: Factores de capacidad con los que se usan las distintas tecnologías en el mix-32.



- 8 El término 'poco gestionable' se debe entender aquí en el sentido 'al alza' desde la potencia disponible en cada instante de tiempo, pues 'a la baja' todas las tecnologías renovables son mucho más gestionables que las tecnologías convencionales, al permitir tiempos de respuesta muy bajos en la variación de la potencia.
- 9 Es de destacar el elevado factor de capacidad de la tecnología eólica respecto a los valores medios del parque eólico actual. Esto es debido por un lado a la tecnología mejorada que se implementa en este análisis (año 2050), pero sobre todo al hecho de que en el proceso de optimización de la expansión de la generación no se agotó el cupo de potencia correspondiente a la mejor de las 5 categorías en que se dividió la eólica en base al análisis de potencial desarrollado en el estudio Renovables 2050. Es decir, toda la eólica empleada en este mix cae dentro de los emplazamientos con mejor potencial eólico. Sin embargo, los emplazamientos de los parques eólicos actuales desarrollados a lo largo de los últimos 20 años no tienen por qué coincidir con los mejores emplazamientos disponibles, y la tecnología de aerogeneradores empleada en los mismos tampoco es la considerada en este estudio.
- 10 En el caso de las simulaciones llevadas a cabo en este mix no se hacía uso de la capacidad de gestión que proporciona la capacidad de acumulación en las centrales termosolares.

Figura 3.14: Relación entre los factores de capacidad con los que se usan las distintas tecnologías en el mix-32, y los máximos factores de capacidad disponibles para estas tecnologías.

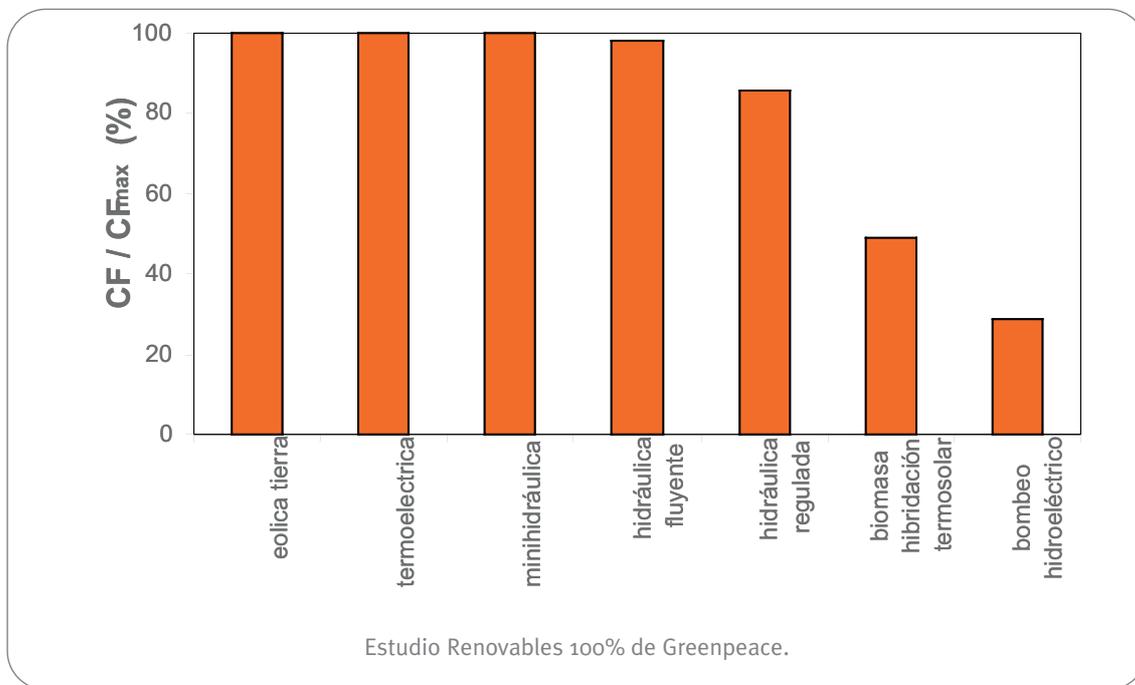


Figura 3.15: Distribución horaria anual de la potencia despachada de las tecnologías eólica, termosolar, y biomasa de la hibridación termosolar para el mix-32.

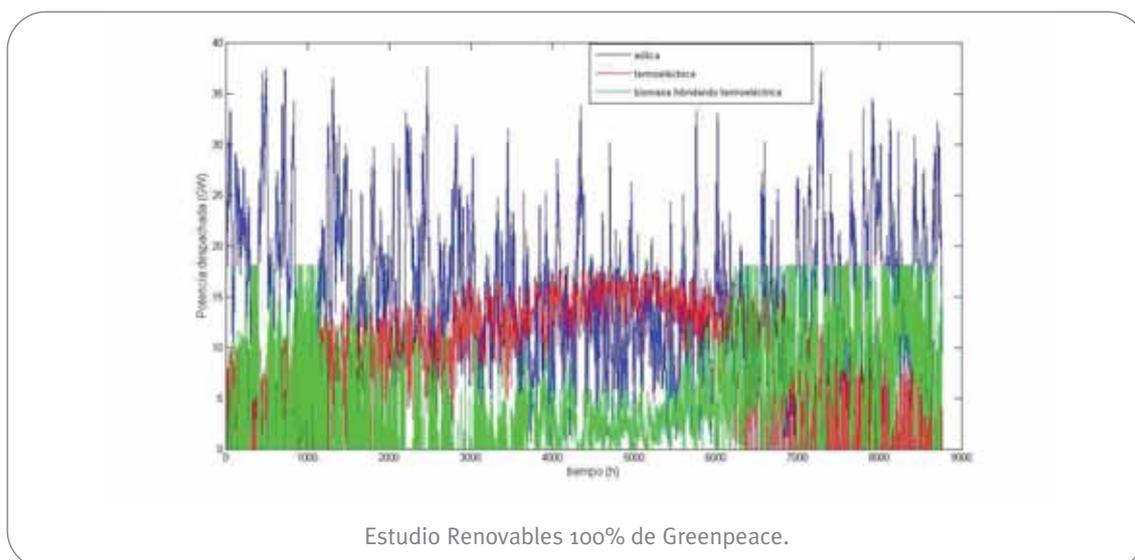
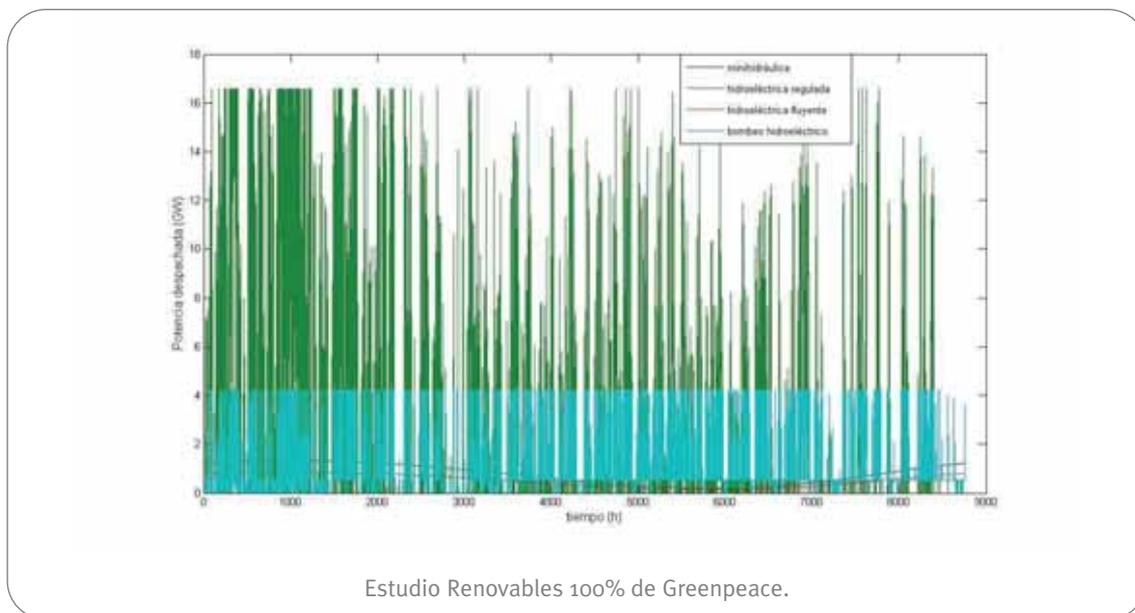


Figura 3.16: Distribución horaria anual de la potencia despachada de las distintas componentes hidroeléctricas para el mix-32.



3.3. Propuestas mix renovables para cobertura demanda escenarios

En este punto pasamos a presentar tres mix de generación basados en energías renovables con capacidad de cubrir la totalidad de la demanda de los tres escenarios contemplados en este informe (alto, medio y bajo), desarrollados en base a los resultados obtenidos en el informe Renovables 100%.

El planteamiento para desarrollar estos mix ha sido el buscar un punto intermedio entre lo que sería un planteamiento exclusivamente basado en la generación (como el de los mix desarrollados en el estudio Renovables 100% de Greenpeace algunos de cuyos resultados hemos recogido en el punto anterior), y un planteamiento que incorporara totalmente las posibilidades de la gestión de la demanda, manteniendo un enfoque de diversidad tecnológica e imponiendo las restricciones asociadas al estado de implementación de las distintas tecnologías renovables en nuestro sistema de generación. Esto se manifiesta en el hecho de que los SM de los mix considerados en este punto caen, cuando el nivel de demanda es suficiente, entre los de los mix-27 y mix-32 discutidos en el apartado anterior, y en que los valores de potencia rodante relativos al pico de demanda son menores que en el mix-32. Así mismo, en el desarrollo de estos mix de generación se ha buscado limitar el uso de biomasa muy por debajo de su potencial a fin de liberarla para otros fines energéticos, y en cualquier caso, el uso de la biomasa planteado es mediante la hibridación de las centrales termosolares.

Un concepto de gran importancia sobre el que consideramos adecuado insistir es el hecho de que la herramienta fundamental para facilitar la operación de los mix de generación basados en energías renovables es la flexibilidad del sistema de eléctrico. Como hemos visto en el punto anterior, esta flexibilidad puede conseguirse exclusivamente por el lado de la generación (básicamente a través de las elevadas potencias rodantes que nos proporciona la hibridación de las centrales termosolares con biomasa). Pero debe tenerse presente que esta flexibilidad también puede obtenerse por el lado de la demanda, reduciendo considerablemente los requerimientos de inversión en el parque generador. En este sentido conviene empezar a pensar en términos de explotar el gran potencial existente de demanda rodante que nos puede proporcionar la explotación de la gestión de la demanda con una red eléctrica inteligente interconectando todos los sectores energéticos (edificación, transporte e industria).

Respecto a la eólica terrestre, el máximo factor de capacidad de la potencia instalada que hemos considerado es del 30 %, sensiblemente inferior al de la categoría de los mejores emplazamientos disponibles (con potencia total superior a la instalada), para reflejar los hechos de que gran parte de los emplazamientos de las instalaciones eólicas vienen condicionados por la historia de su desarrollo.

3.3.1. Mix de generación para el escenario de demanda alto

En el caso del escenario de demanda alto, planteamos el siguiente mix para la cobertura total de la demanda con energías renovables. El mix, con una potencia de 147.3 GW proporciona un SM = 2.2 para una pico de demanda correspondiente a la modulación horaria del sistema eléctrico peninsular en el 2003. Con 20 GW de hibridación con biomasa de las centrales termosolares y 3.5 GW de bombeo hidroeléctrico, este mix dispone de un ratio entre potencia rodante y pico de demanda (según modulación horaria 2003) inferior al del mix-32, y por lo tanto requiere explotar la capacidad de gestión que proporciona la acumulación termosolar (que en este caso representa un 62% de la demanda media diaria), así como de una cierta participación de mecanismos de gestión de la demanda.

En la Figura-17 mostramos la distribución de potencia instalada en este mix, contabilizando por separado la potencia de la biomasa (si bien está integrada dentro de la potencia termosolar). En la Figura-18 aparece la distribución de la potencia instalada sin diferenciar la biomasa. Y en la Figura-19 aparece el despacho de las distintas tecnologías de este mix para la cobertura de la demanda.

El consumo anual de biomasa de este mix es de 17.7 TWh/a, un 35% del potencial existente de biomasa residual (estudio Renovables 2050 de Greenpeace), y la generación procedente de la hidroeléctrica regulada es de 18.1 TWh/a, inferior al producible hidroeléctrico del año 2008. El consumo de biomasa podría reducirse mucho más incrementando la participación de mecanismos de gestión de la demanda.

La superficie de territorio peninsular ocupada por el parque generador de este mix es del 2.80 %.

Figura 3.17: Distribución de la potencia instalada para el mix de generación destinado a la cobertura del escenario de demanda alto.

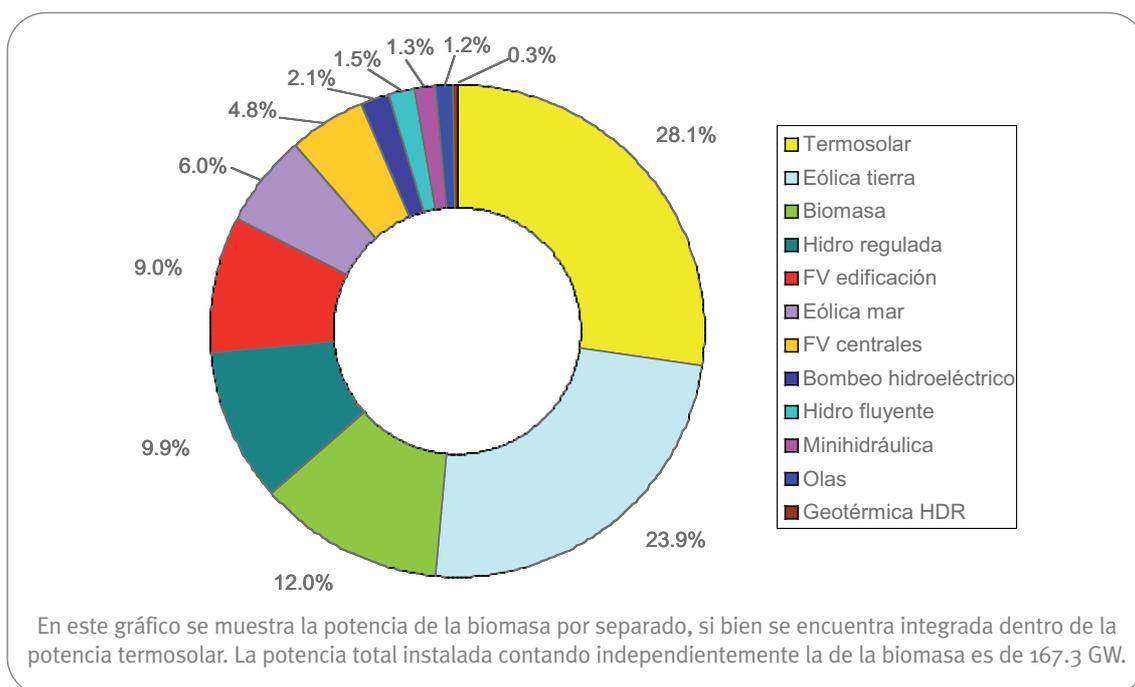


Figura 3.18: Distribución de la potencia instalada para el mix de generación destinado a la cobertura del escenario de demanda alto.

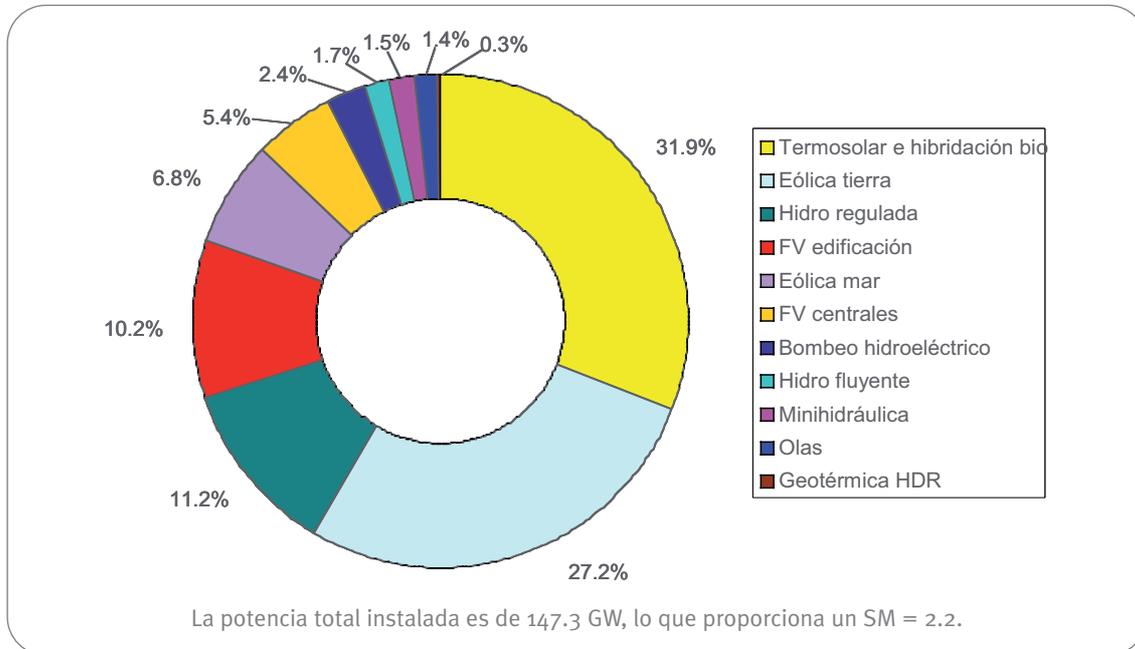
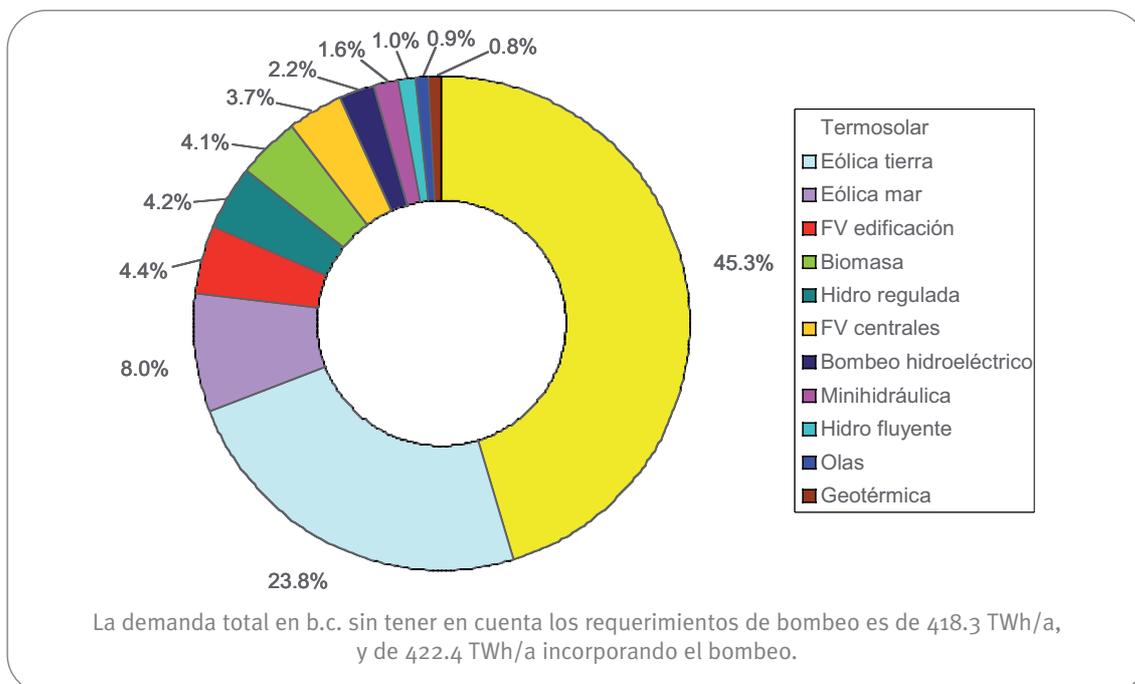


Figura 3.19: Distribución del despacho para la cobertura de la demanda con el mix de generación destinado a la cobertura del escenario de demanda alto.



3.3.2. Mix de generación para el escenario de demanda medio

En el caso del escenario de demanda medio, planteamos el siguiente mix para la cobertura total de la demanda con energías renovables. El mix, con una potencia de 103.6 GW proporciona un SM = 2.3 para una pico de

demanda correspondiente a la modulación horaria del sistema eléctrico peninsular en el 2003. Con 7 GW de hibridación con biomasa de las centrales termosolares y 3 GW de bombeo hidroeléctrico, este mix dispone de un ratio entre potencia rodante y pico de demanda (según modulación horaria 2003) inferior al del mix-32, y por lo tanto requiere explotar la capacidad de gestión que proporciona la acumulación termosolar (que en este caso supone un 61% de la demanda media diaria), así como de una cierta participación de mecanismos de gestión de la demanda. El SM más elevado que en el mix-32 (para cobertura de la misma demanda) es una consecuencia de haber limitado más en este mix la potencia de hibridación de la termosolar con biomasa, así como el consumo anual de biomasa.

En la Figura-20 mostramos la distribución de potencia instalada en este mix, contabilizando por separado la potencia de la biomasa (si bien está integrada dentro de la potencia termosolar). En la Figura-21 aparece la distribución de la potencia instalada sin diferenciar la biomasa. Y en la Figura-22 aparece el despacho de las distintas tecnologías de este mix para la cobertura de la demanda.

El consumo anual de biomasa de este mix es de 6.2 TWh/a, un 12% del potencial existente de biomasa residual (estudio Renovables 2050 de Greenpeace), y la generación procedente de la hidroeléctrica regulada es de 16.4 TWh/a, sensiblemente inferior al producible hidroeléctrico del año 2008. El consumo de biomasa podría reducirse más incrementando la participación de mecanismos de gestión de la demanda.

La superficie de territorio peninsular ocupada por el parque generador de este mix es del 2.12 %.

Figura 3.20: Distribución de la potencia instalada para el mix de generación destinado a la cobertura del escenario de demanda medio.

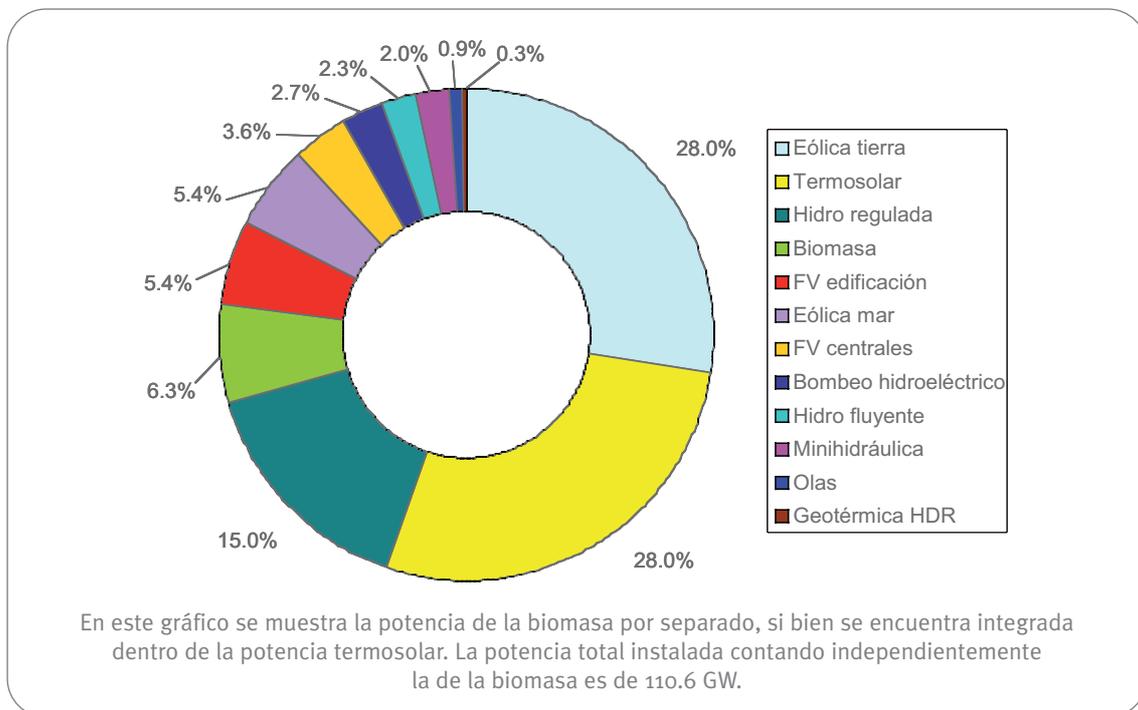


Figura 3.21: Distribución de la potencia instalada para el mix de generación destinado a la cobertura del escenario de demanda medio.

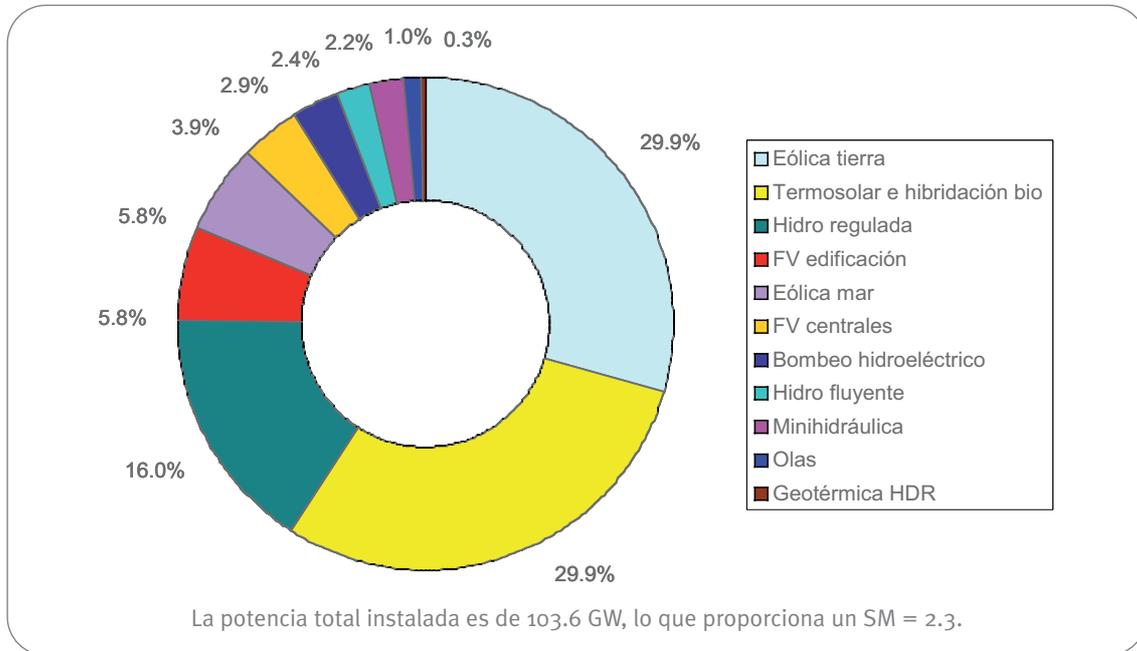
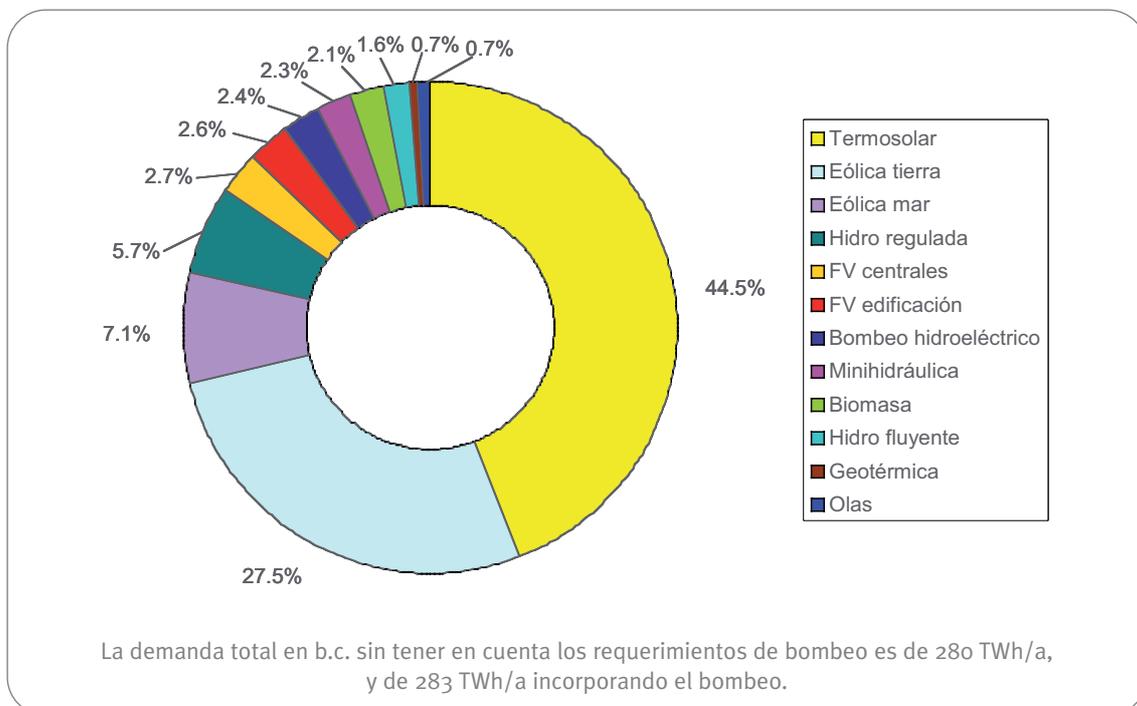


Figura 3.22: Distribución del despacho para la cobertura de la demanda con el mix de generación destinado a la cobertura del escenario de demanda medio.



Respecto al mix anterior (cobertura escenario demanda alto) podemos observar cómo en este mix, en términos de potencia instalada la eólica terrestre pasa a igualar a la termosolar con 31 GW de potencia instalada (a los que hay que añadir 6 GW de eólica marina). Esto es debido a que ya a estos niveles de demanda eléctrica, la

potencia actualmente ya instalada de eólica terrestre y el ritmo actual de crecimiento de la misma, condiciona las posibilidades de crecimiento de otras tecnologías.

3.3.3. Mix de generación para el escenario de demanda bajo

En el caso del escenario de demanda bajo, planteamos el siguiente mix para la cobertura total de la demanda con energías renovables. El mix, con una potencia de 67.6 GW proporciona un SM = 2.8 para una pico de demanda correspondiente a la modulación horaria del sistema eléctrico peninsular en el 2003. Con 2 GW de hibridación con biomasa de las centrales termosolares y 2.7 GW de bombeo hidroeléctrico, este mix dispone de un ratio entre potencia rodante y pico de demanda (según modulación horaria 2003) superior al del mix-32, por lo que es capaz de regular la generación para cubrir la demanda en base exclusivamente a elementos por el lado de la generación. Adicionalmente dispone de la capacidad de acumulación de las centrales termoeléctricas (que en este caso asciende a un 32 % de la demanda media diaria) y de los mecanismos de gestión de la demanda.

En la Figura-23 mostramos la distribución de potencia instalada en este mix, contabilizando por separado la potencia de la biomasa (si bien está integrada dentro de la potencia termosolar). En la Figura-24 aparece la distribución de la potencia instalada sin diferenciar la biomasa. Y en la Figura-25 aparece el despacho de las distintas tecnologías de este mix para la cobertura de la demanda.

El consumo anual de biomasa de este mix es de 1.8 TWh/a, un 3.5% del potencial existente de biomasa residual (estudio Renovables 2050 de Greenpeace), y la generación procedente de la hidroeléctrica regulada es de 17.1 TWh/a, inferior al producible hidroeléctrico del año 2008. El consumo de biomasa podría reducirse más incrementando la participación de mecanismos de gestión de la demanda.

La superficie de territorio peninsular ocupada por el parque generador de este mix es del 1.63 %.

Figura 3.23: Distribución de la potencia instalada para el mix de generación destinado a la cobertura del escenario de demanda bajo.

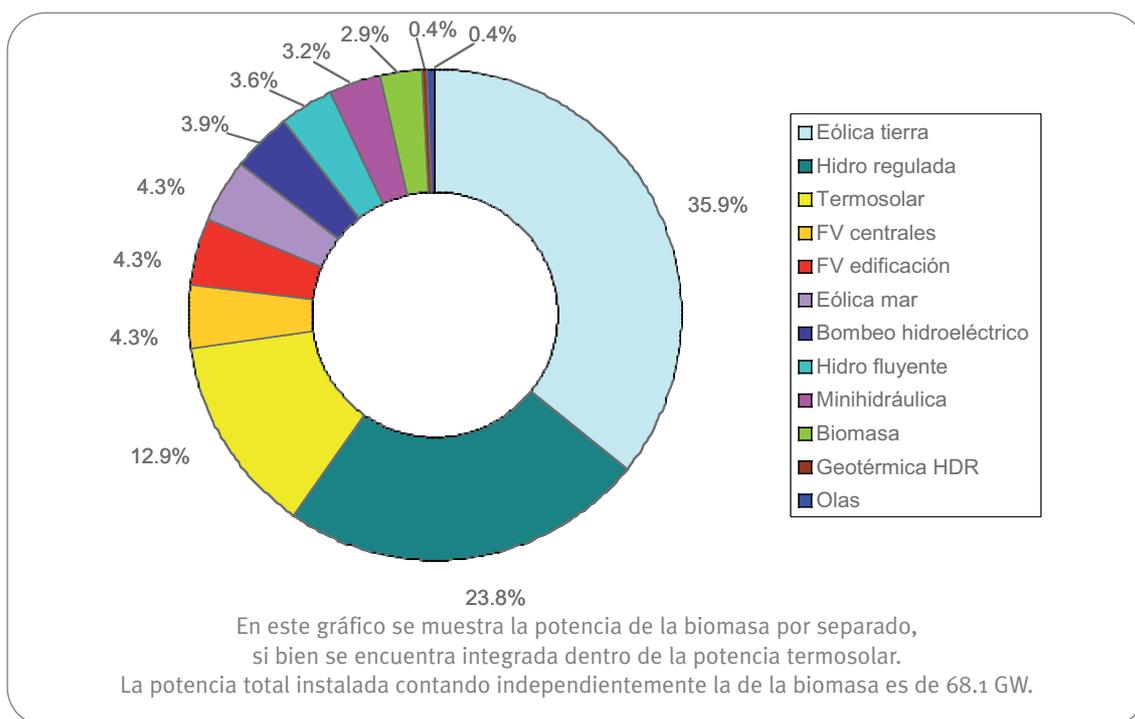


Figura 3.24: Distribución de la potencia instalada para el mix de generación destinado a la cobertura del escenario de demanda bajo.

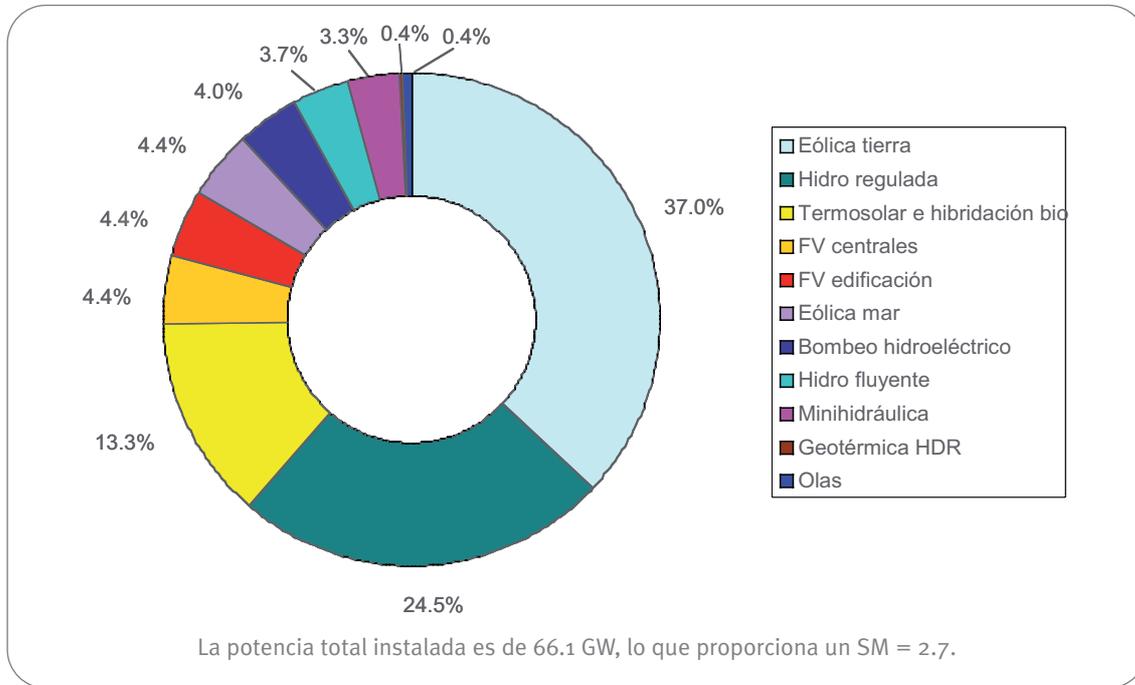
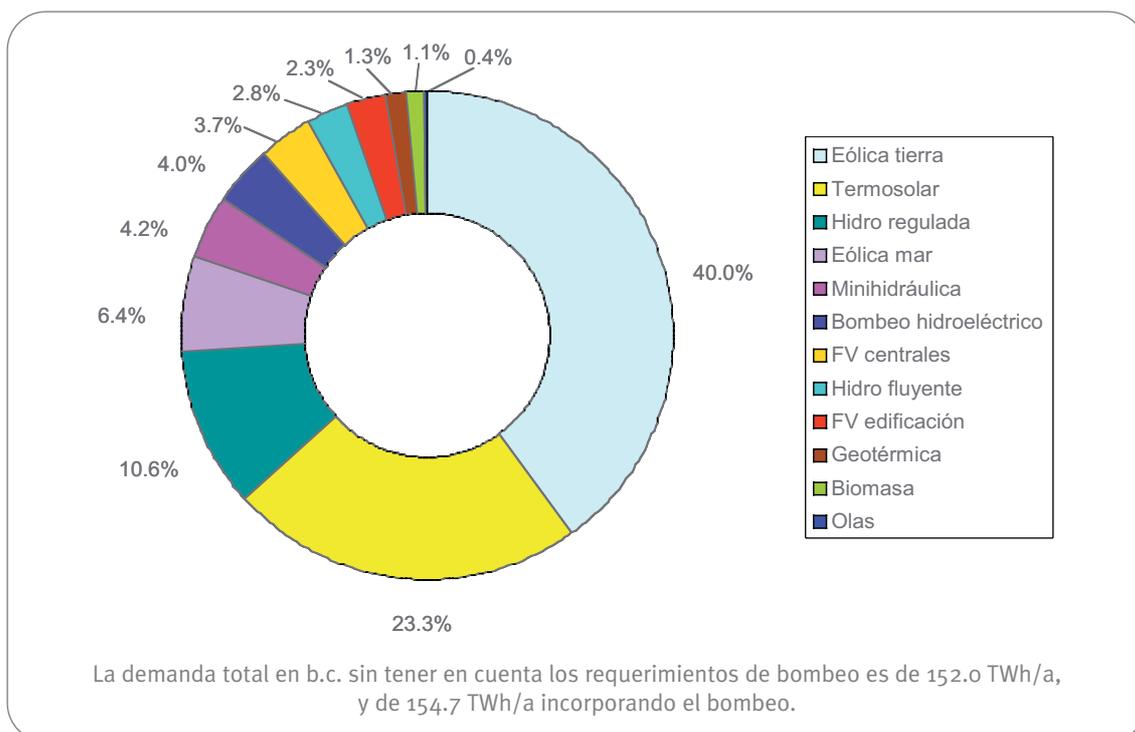


Figura 3.25: Distribución del despacho para la cobertura de la demanda con el mix de generación destinado a la cobertura del escenario de demanda bajo.



El valor más elevado del SM de este mix respecto al mix-32 (e incluso respecto al mix-27) está asociado a las restricciones impuestas por la potencia de energías renovables actualmente ya instalada y su ritmo de crecimiento actual. En efecto, el mix queda dominado por 25 GW de eólica terrestre (que al ritmo actual de crecimiento de esta tecnología se alcanzarían en 4 o menos años), y el crecimiento de las otras tecnologías se ve acotado por la hidroeléctrica actualmente ya desarrollada (24 GW en total), la potencia y ritmo de crecimiento de la fotovoltaica, y los proyectos de desarrollo de termosolar ya puestos encima de la mesa. De hecho, dado el nivel de demanda eléctrica actual y el ritmo de crecimiento de las distintas tecnologías renovables, la evolución desde el instante actual hacia el año 2050 con esta demanda proyectada, probablemente nos haría llegar al año 2050 con un parque de generación renovable con potencia total instalada superior a la mostrada para este escenario. Sin embargo, este sobredimensionado final sería necesario de cara a cubrir la demanda en el proceso de transición, y en última instancia se dedicaría a cubrir la demanda adicional de otros sectores energéticos no contemplados en este escenario de demanda eléctrica (como el propio transporte que en este escenario tenía una baja tasa de electrificación).

3.4. Análisis opciones calendario cierre centrales nucleares y fósiles

En los puntos anteriores se ha mostrado la viabilidad de cubrir la demanda eléctrica en el año 2050 con mix de generación basados exclusivamente en energías renovables. Por tanto, en la transición hacia estos mix de generación renovables habrá que ir cerrando el parque de centrales nucleares y fósiles que actualmente tenemos en nuestro mix de generación.

En estos calendarios de cierre, resulta prioritario cerrar en primer lugar las centrales nucleares, por el mayor riesgo que implica mantener la operación de las mismas más allá de su vida útil, y porque resultan con diferencia las centrales menos flexibles de nuestro mix de generación, y en un escenario de gran penetración de renovables la característica principal que se exige al sistema eléctrico es su flexibilidad. Sin embargo, y dadas las exigencias de reducción de las emisiones de CO₂ para estabilizar el clima, esta transición se debe acometer sin incrementar las emisiones del parque de generación actual. En este contexto, a menudo se cuestiona la posibilidad de acometer estos calendarios de cierre del parque nuclear sin incrementar las emisiones de nuestro sistema eléctrico.

En este punto abarcamos este estudio para cuantificar las posibilidades de acometer calendarios de cierre de las centrales nucleares y fósiles sin que ello implique un incremento de las emisiones.

Vamos a mostrar tres análisis. En primer lugar realizamos una evaluación preliminar basándonos en las capacidades de instalación de renovables que cabe esperar en los periodos iniciales del proceso de transición. Posteriormente acometemos un escenario detallado de cierre en base al escenario medio de demanda y su correspondiente mix de generación basado en renovables presentado anteriormente. Y finalmente consideramos las opciones de acelerar el cierre de las centrales fósiles en el contexto de este escenario medio.

Como punto común para estos tres análisis, tomamos el escenario de demanda media con población media, que nos conducen a una evolución temporal de la demanda de energía eléctrica que aparece recogida en la Figura-26. Una característica relevante de la evolución de la demanda en este escenario es el hecho de que esta alcanza un pico sobre el año 2028. Este pico en la demanda tiene, como veremos a continuación, consecuencias importantes sobre el calendario de cierre del parque de centrales fósiles si el mix basado en energías renovables que desarrollamos es el necesario para cubrir la demanda del año 2050 (menor nivel de demanda que en 2028). Por el contrario, este pico de la demanda no tiene consecuencias sobre el calendario de cierre de las centrales nucleares siempre y cuando este se inicie de forma inminente.

El instante inicial para el desarrollo de este escenario es el año 2008, con los parques nuclear, fósil y renovables instalados en este momento, y operados tal y como operaron en este año de referencia inicial. En la Tabla-1

recogemos las potencias y factores de capacidad con los que se emplearon los parques de generación nuclear y fósil en el año 2008. Es de resaltar que en el caso del parque fósil, contamos con tres componentes con una potencia instalada e intensidad de emisiones muy diferente. Las centrales de carbón, con una potencia instalada en el 2008 de 11.36 GW se operaron con un CF = 46.58%, las de fuel/gas con una potencia instalada de 4.42 GW se operaron con un CF = 6.34%. Y Las centrales de ciclo combinado, con una potencia instalada de 21.67 GW se operaron con CF = 48.38%. Evidentemente, el calendario de cierre de estas centrales debe empezar por las de mayor intensidad en emisiones, dejando para el final las de menor intensidad y mayor rendimiento (ciclos combinados). Por tanto, la reducción de emisiones tendrá una tasa superior a la de generación eléctrica con el parque de generación fósil.

Figura 3.26: Evolución temporal de la demanda de energía eléctrica bajo el escenario de demanda y población medios.

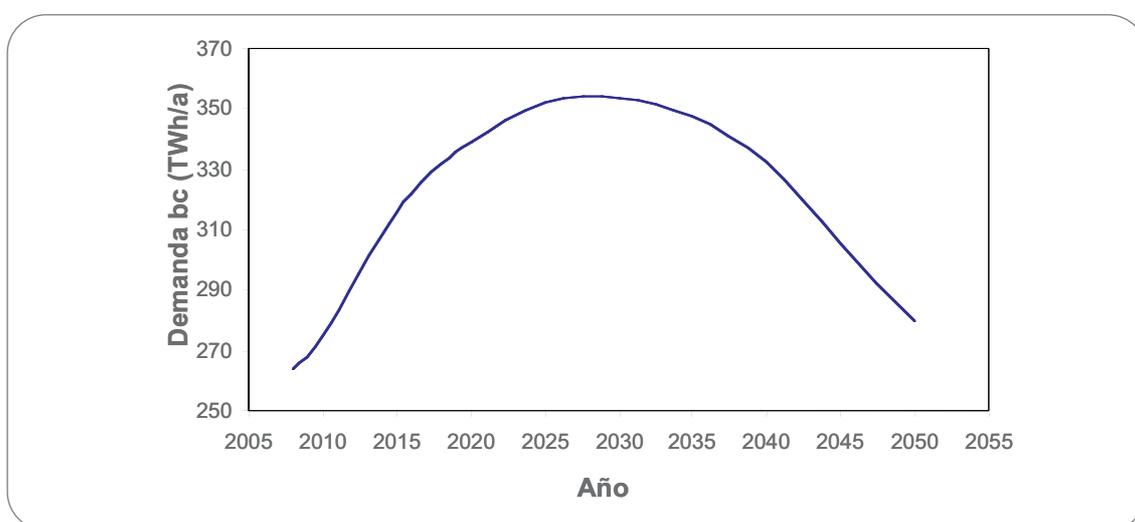


Tabla-3.1: Configuración y operación de los parques de generación nuclear y fósil del sistema eléctrico peninsular en el año 2008.

Parque generación	Potencia GW	Factor Capacidad %	Generación bc TWh/a
Nuclear	7.716	86.93	58.76
Fósil	37.444	42.87	140.62

La condición impuesta para el desarrollo de los análisis de calendario de cierre de los parques nucleares y fósil que siguen es que no se incremente el consumo fósil durante el proceso.

3.4.1. Análisis preliminar en base a capacidades instalación actuales

En este análisis preliminar, vamos a evaluar el ritmo que sería viable imponer a los calendarios de cierre del parque de generación nuclear y fósil en base a la capacidad de instalación del parque nuclear que cabe esperar para el momento actual siempre que no se impongan barreras regulatorias al desarrollo de la industria, y considerando sólo 3 tecnologías renovables adicionales a la hidroeléctrica: Eólica, termoeléctrica y fotovoltaica.

Para el caso de la tecnología eólica, la capacidad de instalación de potencia ya demostrada por el tejido industrial de nuestro país alcanzó los 3.5 GW/a en 2007. De forma conservadora, supondremos un ritmo de crecimiento a partir de ahora de 2.5 GW/a, perfectamente asumible por la industria si no se imponen barreras regulatorias a su desarrollo.

Para la tecnología fotovoltaica, en 2008 se demostró en nuestro país una capacidad de instalación de potencia del orden de 3.7 GW/a. Esta capacidad de instalación se ha visto bruscamente truncada por el RD 1578/2008, que con muy poco acierto ha impuesto importantes barreras tanto a nivel del cupo permitido de instalación (0.4 GW/a), como de la rentabilidad (cambio brusco de prima), como burocráticas (registro de preasignación de retribuciones). Esta desafortunada actuación sin duda dejará importantes secuelas, pero para el desarrollo de este análisis supondremos que se consigue recuperar la capacidad de instalación de potencia del sector hasta los 1.5 GW/a.

Por lo que se refiere a la tecnología termoeléctrica, las capacidades de instalación ya demostradas son relativamente bajas, tanto por encontrarse en el principio de su despegue comercial en nuestro país como por la limitación regulatoria del RD 661 que establece un cupo de 0.5 GW para dicha tecnología. Sin embargo, en base a la potencia de 10 GW ya materializada con distintas propuestas, parece conservador asumir una capacidad de instalación de 1.5 GW/a para esta tecnología en nuestro país.

Así mismo, en este primer análisis vamos a asumir valores conservadores¹¹ de los factores de capacidad de estas tres tecnologías renovables, recogiendo la realidad de mezcla de opciones (fotovoltaica suelo y edificios) y tecnologías. En la Tabla-2 recogemos las capacidades de instalación y factores de capacidad asumidos para el análisis de este punto.

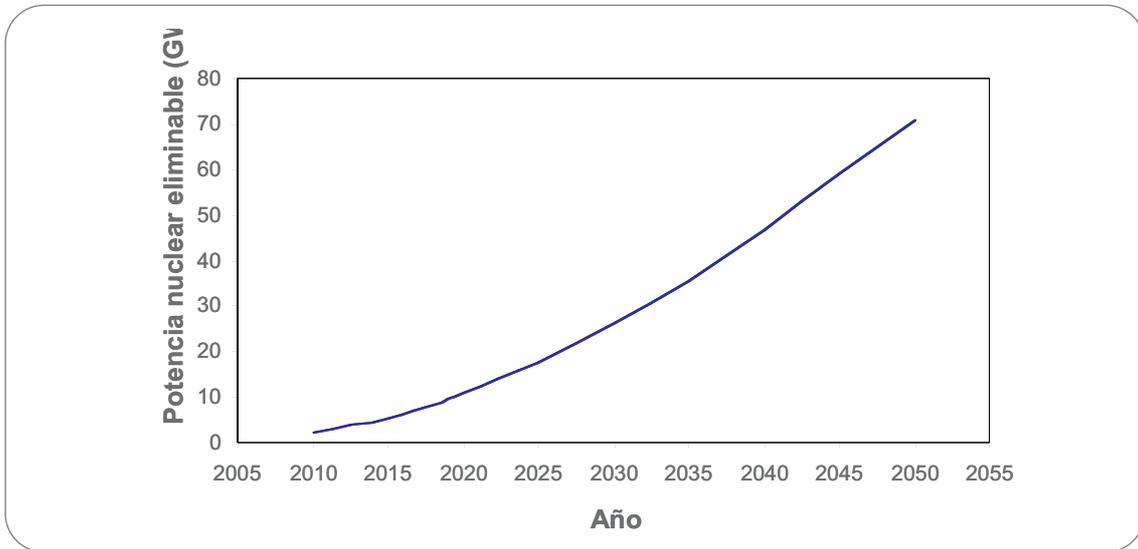
Tabla-2: Capacidades de instalación ya 'probadas' y factores de capacidad para las tres tecnologías renovables consideradas en este análisis.

Tecnología	Capacidad instalación	Factor Capacidad
	GW/a	%
Eólica	2.5	25
Fotovoltaica	1.5	18
Termoeléctrica	1.5	40

En estas condiciones, la Figura-27 nos muestra la potencia nuclear acumulada que podríamos eliminar a lo largo de los próximos años bajo la condición de cubrir la demanda eléctrica sin incrementar el consumo fósil. Como podemos ver, en pocos años superamos el parque nuclear instalado actualmente en el sistema eléctrico peninsular, y dado el menor factor de capacidad del parque fósil actual respecto al nuclear (del orden de la mitad), el excedente de capacidad de generación renovable nos puede servir para ir cerrando el parque fósil al doble de velocidad que el ritmo de sustitución de potencia nuclear mostrado en esta figura.

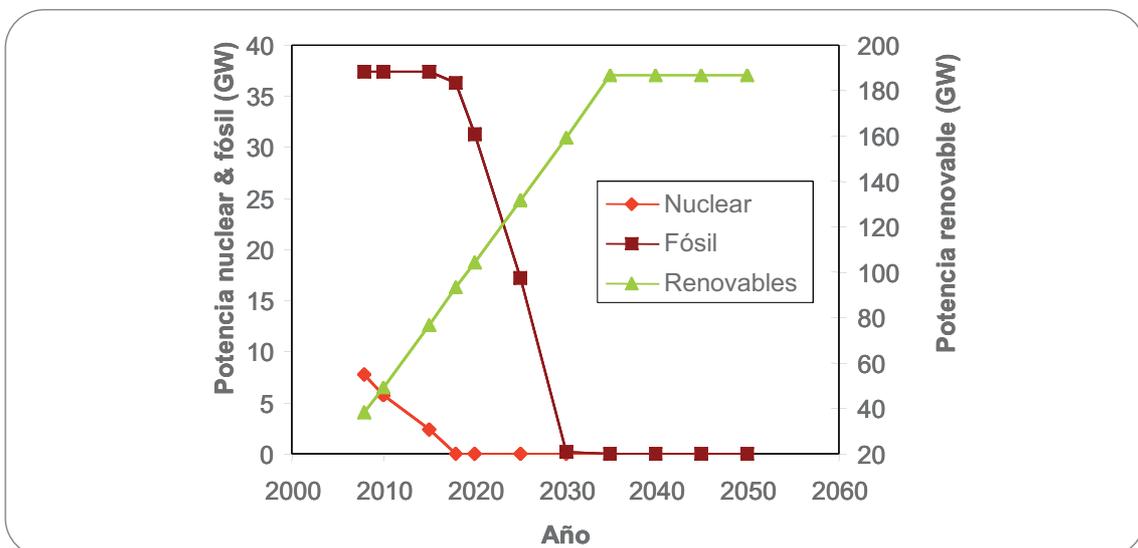
¹¹ Así, por ejemplo en el caso de la termoeléctrica no consideramos la hibridación con biomasa.

Figura 3.27: Potencia nuclear eliminable del sistema eléctrico peninsular al introducir renovables con las tasas ya demostradas, cubriendo la demanda del escenario medio sin incrementar el consumo fósil.



Por tanto, incluso con estos ritmos de instalación de energías renovables actuales, podríamos plantearnos sustituir completamente los parques de generación nuclear y fósil, manteniendo la cobertura de la demanda, significativamente antes de llegar al año 2050. En efecto, en la Figura-28 mostramos los ritmos de sustitución de los parques de generación fósil y nuclear, pudiendo observar cómo el parque nuclear podría ser totalmente sustituido en el año 2018, y el fósil en el 2030. De hecho, cabe resaltar que el mantener estos ritmos de instalación de renovables hasta el año 2050 nos conduciría a una potencia total superior a la necesaria para cubrir la demanda eléctrica proyectada, con un excedente de capacidad de generación de 335 TWh/a, lo cual nos indica una considerable capacidad de cubrir la demanda energética de otros sectores energéticos que en este escenario no se han asumido abastecidos vía eléctrica.

Figura 3.28: Evolución de la potencia nuclear, fósil y renovable bajo los supuestos de las capacidades de instalación renovable de este apartado.



3.4.2. Análisis detallado escenario medio

Con el fin de profundizar en los aspectos relativos a la viabilidad de los calendarios de cierre de los parques nucleares y fósil, en este apartado hemos profundizado en la evolución temporal asociada a los escenarios medios de demanda y población con la propuesta de mix de generación basado en renovables para el año 2050 que hemos apuntado en el punto-4.

En el análisis desarrollado en este punto, el objetivo de potencias a instalar para el año 2050 es la correspondiente al mix medio propuesto en el punto-4. Adicionalmente se han tenido en cuenta los efectos de ‘resaca’ ocasionados por el RD 1578/2008, con capacidades de instalación anual de la fotovoltaica que se inician en los 0.4 GW/a del cupo actual, y manteniéndose por debajo del 1 GW/a hasta alcanzar las potencias finales objetivo para el año 2050. Para el resto de tecnologías renovables incorporadas en este mix de generación, se han considerado ritmos de crecimiento de la potencia instalada acordes con la situación actual de cada una de las tecnologías.

En las Figuras 29 y 30 mostramos la evolución temporal de la potencia instalada en el sistema de generación eléctrica peninsular, así como la generación asociada a cada una de las fuentes energéticas para cubrir la demanda eléctrica en este escenario, llegando al año 2050 con la configuración de mix nuclear ‘medio’ presentada en el capítulo-4.

Como podemos observar, el cierre del parque nuclear se alcanza en el año 2016, mientras que el fósil no se consigue cerrar completamente hasta el año 2042, si bien se mantiene con muy poca potencia desde el año 2025, prolongándose el consumo fósil hasta el año 2043 mediante la hibridación fósil de alguna central termosolar.

Figura 3.29: Evolución de la potencia nuclear, fósil y renovable para el escenario medio de demanda con el mix de generación renovable ‘medio’ proyectado para el año 2050.

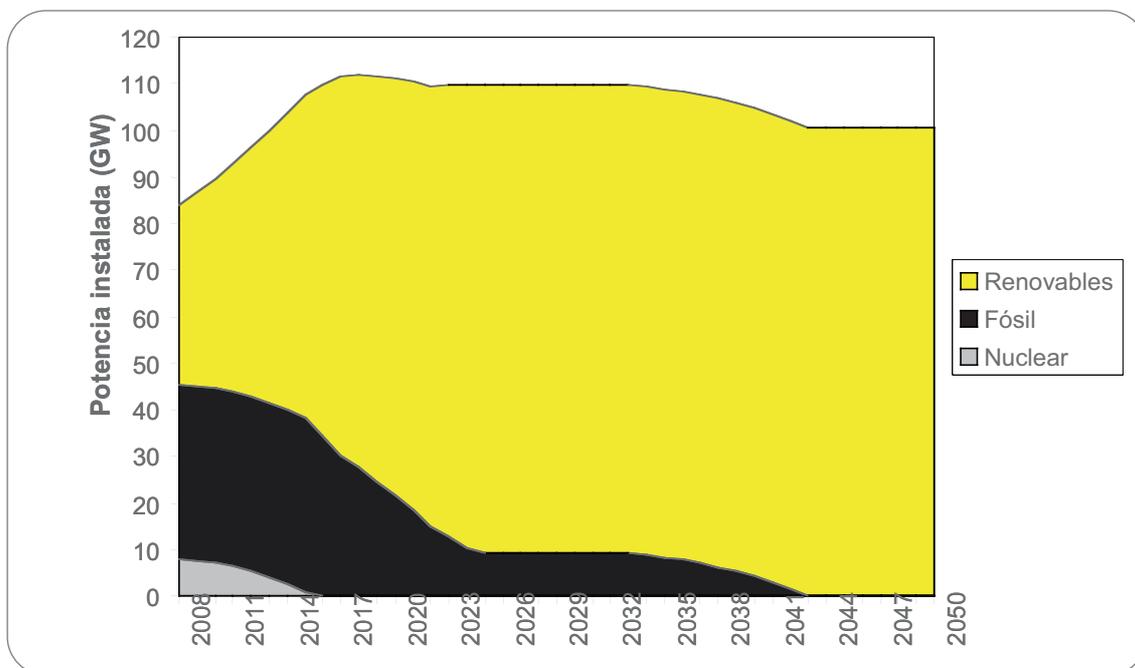
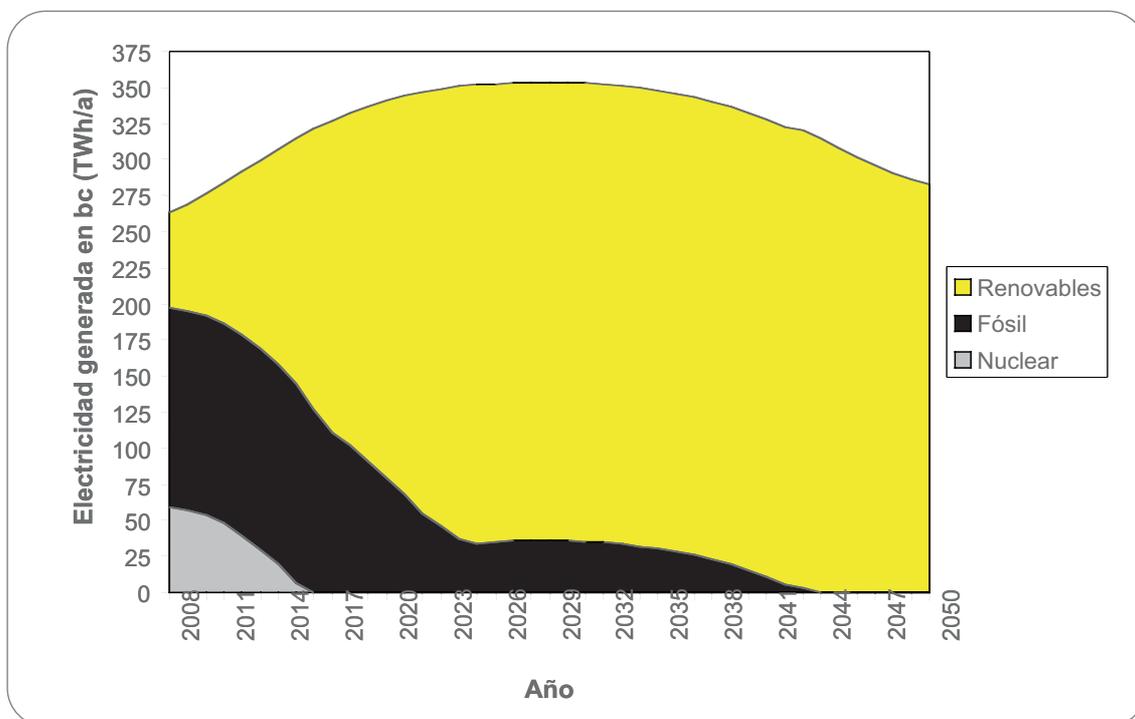


Figura 3.30: Evolución del despacho de generación nuclear, fósil y renovable para el escenario medio de demanda con el mix de generación renovable 'medio' proyectado para el año 2050.



La necesidad de mantener un pequeño parque de generación fósil hasta el año 2042, y de prolongar el uso de los combustibles fósiles incluso más allá hasta el año 2043 mediante la hibridación de alguna central termosolar, es una consecuencia directa de la evolución de la demanda eléctrica en este escenario, con un pico de generación que se alcanza después de haber conseguido la capacidad renovable necesaria para cubrir la demanda del año 2050.

Una conclusión importante a este respecto es que conviene iniciar cuanto antes el proceso de cierre de las centrales nucleares, estimulando consecuentemente el ritmo de crecimiento de la potencia renovable instalada, para completarlo antes de que alcancemos la región de máximas demandas, en las que será más difícil proceder a la sustitución del parque de generación nuclear si no hemos conseguido alcanzar capacidades renovables instaladas suficientemente elevadas.

El mix de generación propuesto para el año 2050 con este escenario de demanda no tiene capacidad para cubrir la mayor demanda eléctrica proyectada entorno a los años 2030, mientras que la capacidad de generación renovable correspondiente a este mix podría estar instalada por estas fechas. Este déficit temporal de capacidad de generación hasta que la demanda descienda hasta los valores proyectados para el 2050, podrían cubrirse de distintas formas: Aumentar la introducción de medidas de eficiencia energética respecto a las previstas en este escenario, sobredimensionado el parque de generación basado en renovables respecto a lo requerido en el año 2050 (la capacidad de instalación de potencia de la industria lo permite), hibridando parte de las centrales termosolares con energía fósil. En este análisis hemos supuesto esta última opción, resultando remarcable que el uso de la capacidad de operación de potencia fósil en hibridación de centrales termosolares necesaria para cubrir este déficit de generación es despreciable respecto a la disponibilidad (el factor de capacidad máximo con que se hace uso de esta opción es de $CF = 1.4\%$), lo cual es una indicación adicional de la gran flexibilidad que nos proporciona la tecnología termosolar para afrontar contingencias varias y desviaciones de los escenarios de demanda.

De hecho, la hibridación de las centrales termosolares con biomasa también juega un papel muy relevante de cara a la cobertura de este desequilibrio generación / demanda hasta llegar al año 2050. En efecto, el mix de generación renovable propuesto para el año 2050 para este escenario de demanda, dispone de 31 GW de centrales termosolares, de los cuales 7 GW están dotados de capacidad de hibridación con biomasa. Estos 7 GW tienen un factor de capacidad máximo de $CF_{max} = 51\%$, del cual, en 2050 sólo se requiere usar un $CF = 10\%$. Esto nos proporciona una gran flexibilidad para afrontar el proceso de transición, así como otras contingencias o desviaciones de los escenarios que pudieran acontecer.

En la Figura-31 mostramos la evolución temporal de potencia instalada hasta el año 2050 bajo este escenario, mientras en la Figura-32 presentamos el despacho de cada una de las fuentes energéticas para cubrir la demanda. Es esta última figura podemos apreciar el importante papel que juega la hibridación con biomasa para mantener acotado el consumo fósil en el periodo de transición con los picos de demanda eléctrica. Por último, en la Figura-33 recogemos la evolución del factor de capacidad con la que se usa la potencia de hibridación de termosolares con biomasa a lo largo de todo el periodo de este escenario.

Figura 3.31: Evolución de la potencia nuclear, fósil y de las distintas tecnologías renovables para el escenario medio de demanda con el mix de generación renovable 'medio' proyectado para el año 2050.

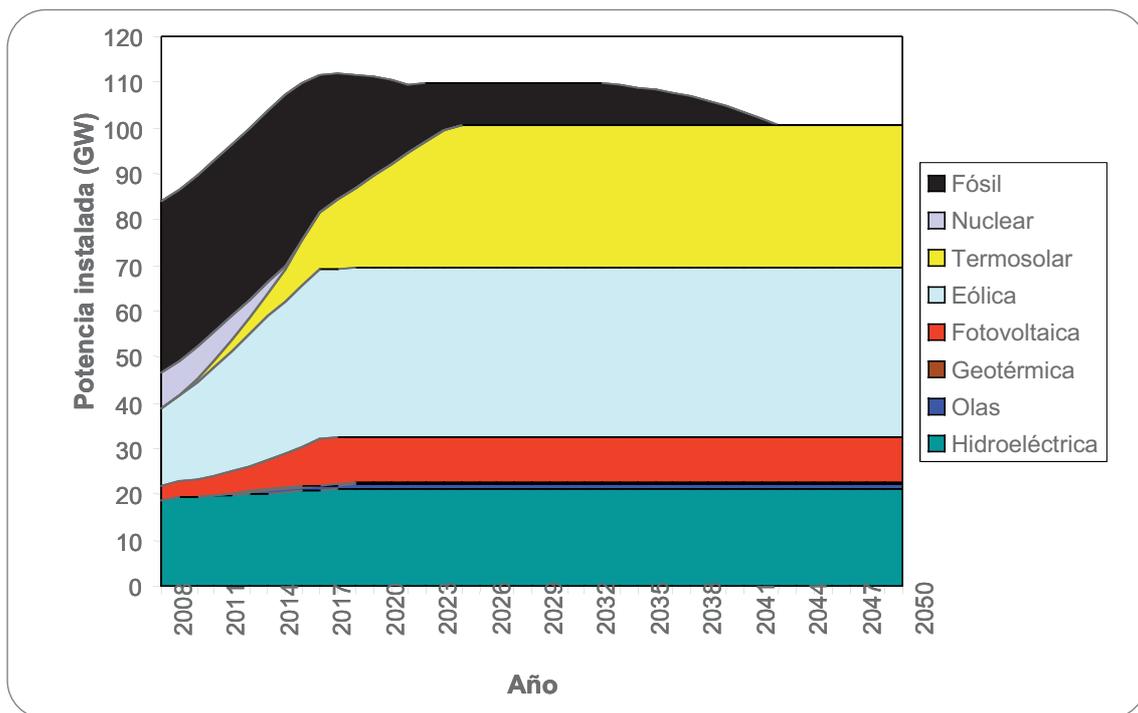


Figura 3.32: Evolución del despacho de generación nuclear, fósil y con las distintas energías renovables para el escenario medio de demanda con el mix de generación renovable 'medio' proyectado para el año 2050.

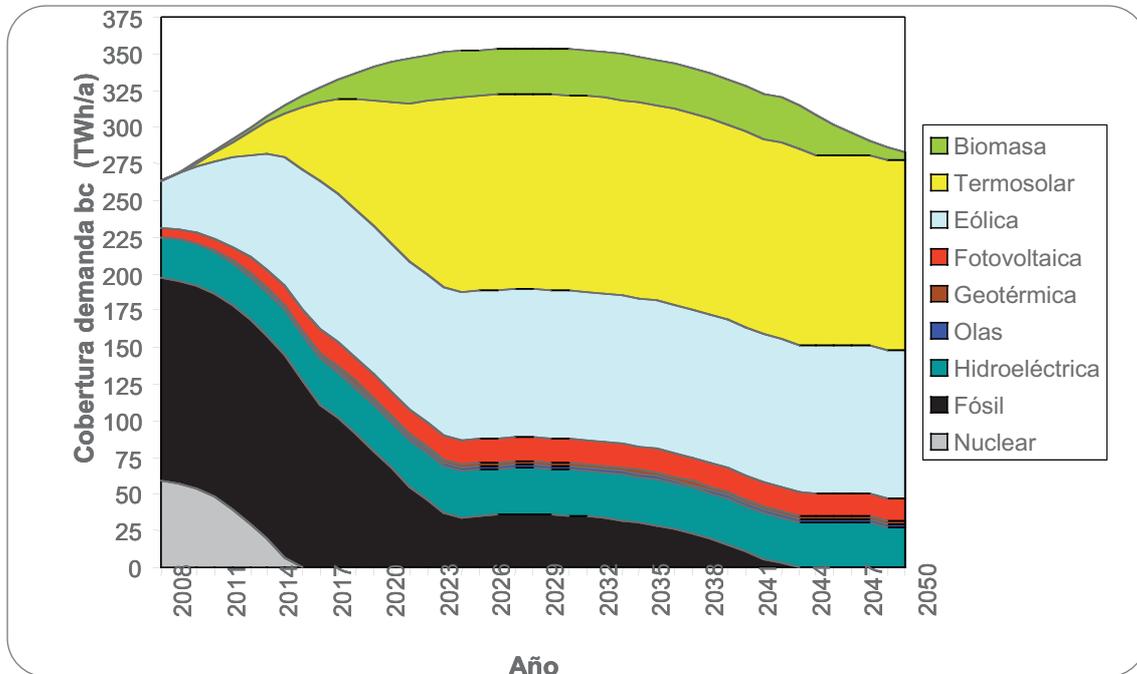
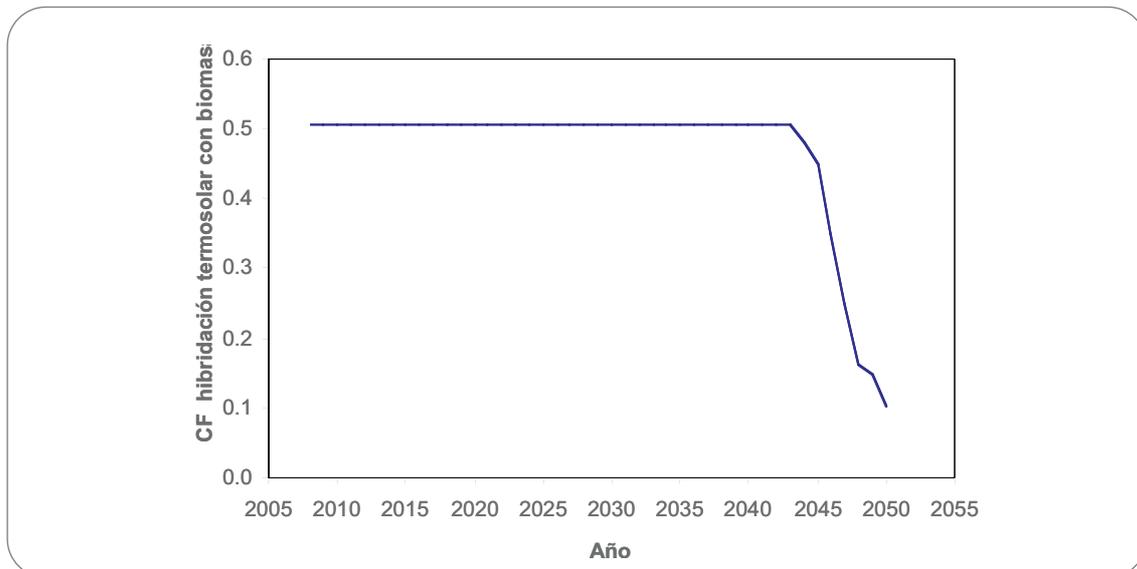


Figura 3.33: Evolución del factor de capacidad con el que se usa la hibridación con biomasa de las centrales termosolares a lo largo del desarrollo del escenario



3.4.3. Aceleración cierre centrales fósiles

En el apartado anterior hemos visto cómo, bajo el escenario de demanda media y con el desarrollo temporal del mix de generación 'medio' propuesto para cubrir la totalidad de la demanda en el año 2050, es factible cerrar el parque de generación nuclear en un corto plazo de tiempo. Sin embargo, el uso de la energía fósil se prolonga

hasta 2043 como consecuencia del desequilibrio entre la potencia renovable necesaria para cubrir la demanda de 2050 y la mayor demanda entorno a los años 2030 en este escenario. La hibridación de las centrales termosolares con biomasa permiten absorber una gran parte de este desequilibrio generación / demanda en la parte central del escenario, pero la limitación en la penetración de la hibridación termosolar con biomasa establecida en este escenario para el año 2050 (sólo el 22.6% de las centrales termosolares se consideran hibridadas con biomasa), impide absorber este desequilibrio totalmente con energías renovables.

Llegados a este punto cabe preguntarse sobre la conveniencia de incrementar la cantidad de centrales termosolares con capacidad de operar hibridadas con biomasa. En efecto, la inversión incremental es la más baja de todas las tecnologías renovables (por compartir el bloque de potencia con la central termosolar), y el consumo de biomasa se ve acotado tan solo a unos pocos años, pudiendo reducirse tanto más rápido cuanto mayor la velocidad de introducción de medidas de eficiencia energética.

En este punto analizamos cómo se desarrollaría el escenario de demanda medio incrementando el porcentaje de las centrales termosolares hibridadas con biomasa hasta el 51.6 %.

Figura 3.34: Evolución de la potencia nuclear, fósil y renovable para el escenario medio de demanda con el mix de generación renovable 'medio' proyectado para el año 2050, incrementando la hibridación de las centrales termosolares con biomasa hasta 16 GW de los 31 GW de termosolar instalados.

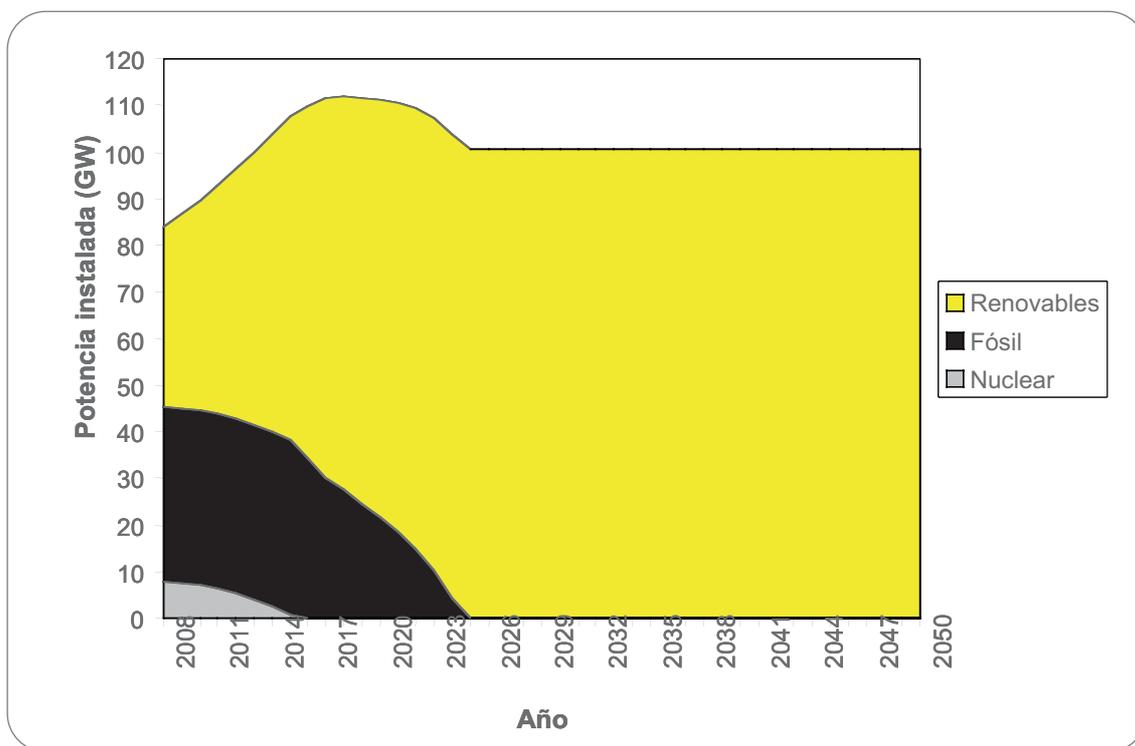
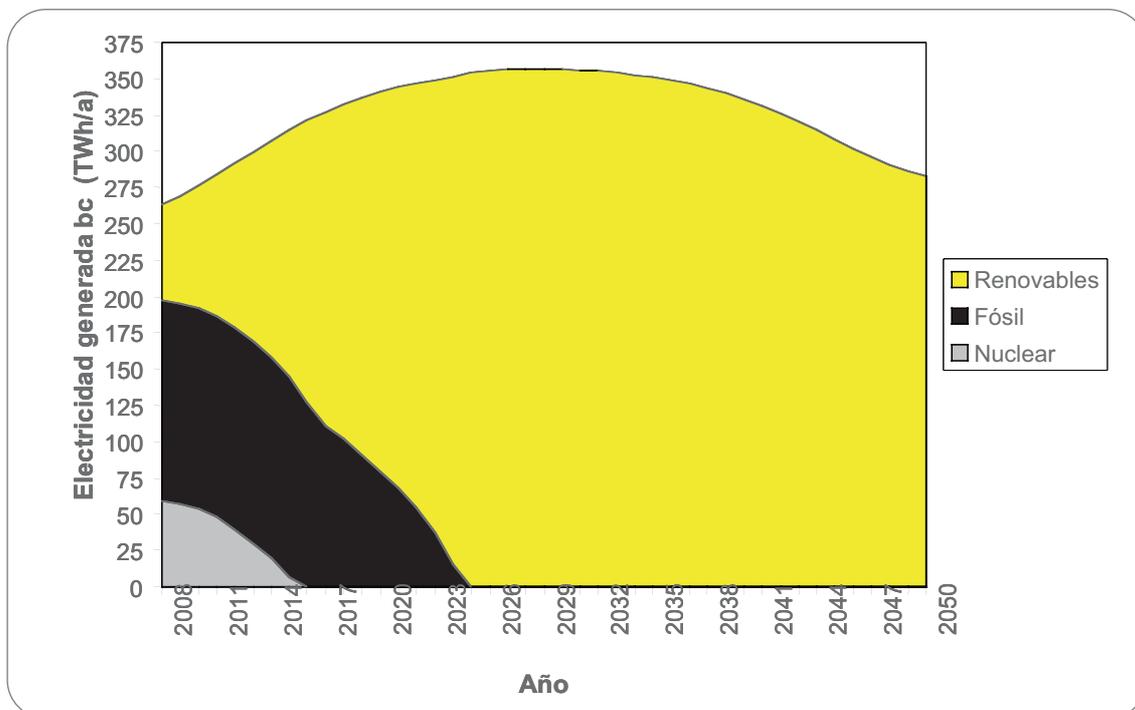


Figura 3.35: Evolución del despacho de generación nuclear, fósil y renovable para el escenario medio de demanda con el mix de generación renovable 'medio' proyectado para el año 2050, incrementando la hibridación de las centrales termosolares con biomasa hasta 16 GW de los 31 GW de termosolar instalados.



Tal y como podemos observar en las Figuras 34 y 35, en el año 2016 puede completarse el cierre de las centrales nucleares, y en el 2025 se puede completar el cierre de las centrales de combustible fósil, no siendo preciso recurrir más al uso de dichos combustibles para la generación de electricidad. Por tanto, como vemos es factible adelantar mucho (del 2043 al 2025) la eliminación de los combustibles fósiles en el sistema de generación eléctrica recurriendo a la hibridación de la biomasa. Sin embargo, el calendario de cierre de las nucleares no se ve afectado por esta mayor penetración de la hibridación con biomasa debido a que el cierre del parque nuclear se alcanza antes de que se encuentre instalada la potencia de hibridación termosolar adicional.

En las Figuras 36 y 37 mostramos la evolución de la potencia instalada, así como el uso de los distintos recursos energéticos para cubrir la demanda a lo largo del periodo considerado. Como podemos apreciar, el desequilibrio generación /demanda en los años centrales del escenario con mayor demanda eléctrica son absorbidos por un mayor uso puntual del recurso biomasa hibridando parte de las centrales termosolares instaladas.

En la Figura-38 mostramos la evolución del factor de capacidad con el que se usa la potencia de hibridación termosolar con biomasa instalada a lo largo del periodo considerado. Como vemos, dicha potencia nos proporciona un importante margen para hacer frente a distintas contingencias / desviaciones de los escenarios previstos.

Figura 3.36: Evolución de la potencia nuclear, fósil y de las distintas tecnologías renovables para el escenario medio de demanda con el mix de generación renovable 'medio' proyectado para el año 2050, incrementando la hibridación de las centrales termosolares con biomasa hasta 16 GW de los 31 GW de termosolar instalados.

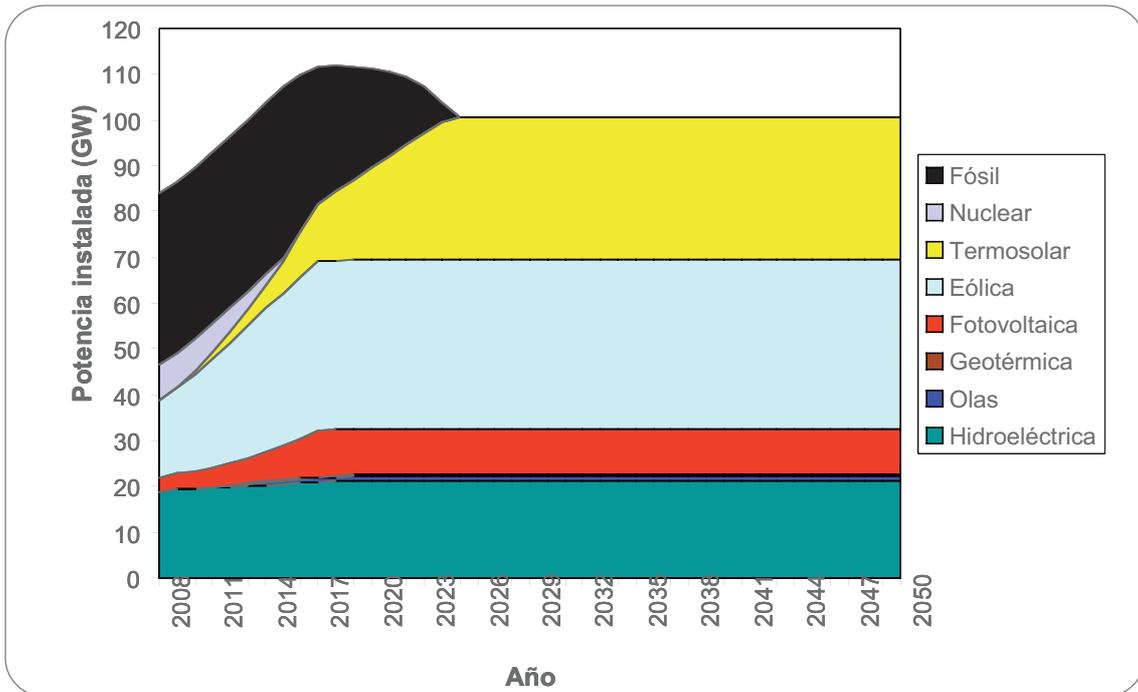


Figura 3.37: Evolución del despacho de generación nuclear, fósil y con las distintas energías renovables para el escenario medio de demanda con el mix de generación renovable 'medio' proyectado para el año 2050, incrementando la hibridación de las centrales termosolares con biomasa hasta 16 GW de los 31 GW de termosolar instalados.

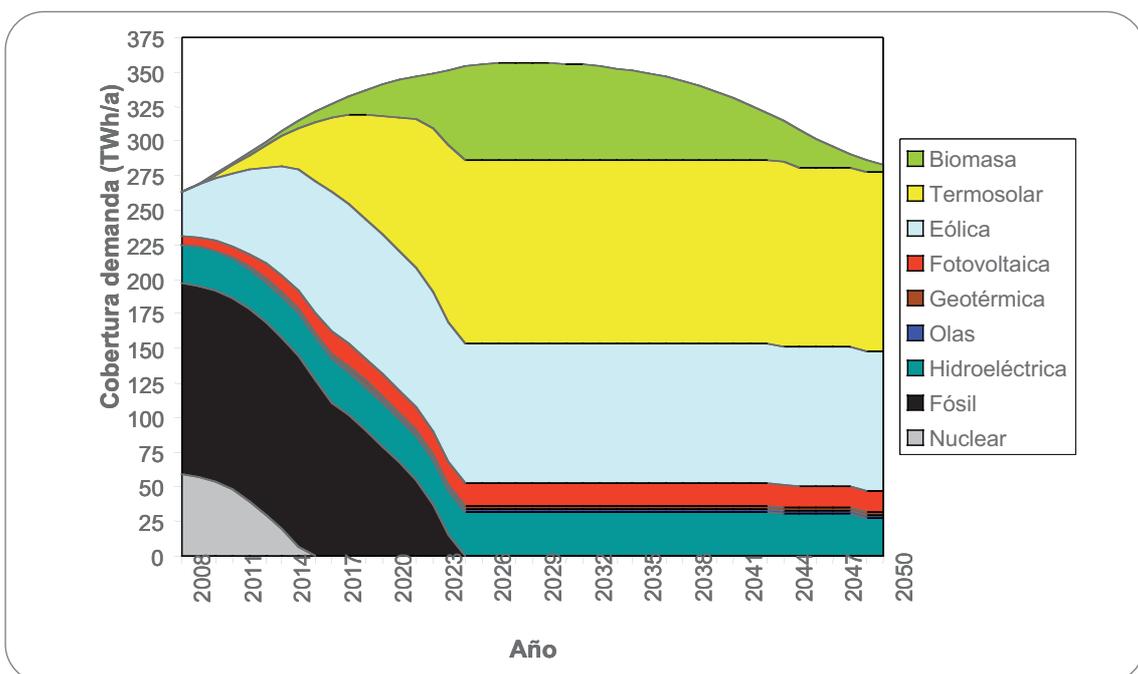
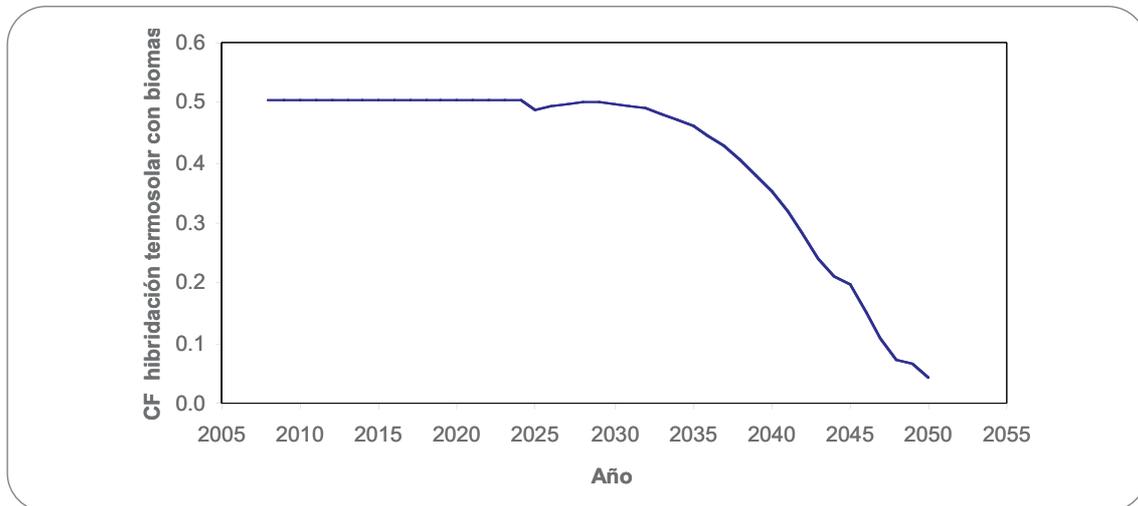


Figura 3.38: Evolución del factor de capacidad con el que se usa la hibridación con biomasa de las centrales termosolares a lo largo del desarrollo del escenario de demanda medio, incrementando la hibridación de las centrales termosolares con biomasa hasta 16 GW de los 31 GW de termosolar instalados



Por último, y a modo de ejemplo para ilustrar los requerimientos de instalación de potencia renovable que serían necesarios para alcanzar este escenario, en la Figura-38 presentamos la evolución anual de la potencia acumulada y la potencia instalada para las tecnologías termosolar y biomasa (hibridación de termosolar), que son las tecnologías que deberían experimentar un crecimiento más rápido en este escenario.

Como podemos ver, partiendo de las bajas tasas de instalación anual para estas tecnologías, la evolución requerida llevaría a alcanzar unos picos de la tasa de instalación anual del orden de 3 GW/a entorno al año 2015 para la tecnología termosolar.¹² La biomasa hibridando a la termosolar tendría un despegue más tardío para alcanzar su pico de tasa de instalación anual¹³ sobre el año 2025, de tal forma que estuviera lista para afrontar el pico de demanda eléctrica en este escenario.

La tasa máximas de instalación anual de la termosolar¹⁴ queda por debajo de las tasas máximas de instalación de eólica y fotovoltaica ya demostradas por la industria en España (años 2007 y 2008 respectivamente), por lo que por este lado el desarrollo del escenario no debería encontrar limitaciones por el lado de la industria.¹⁵ Sin embargo, es importante recalcar que las restricciones y barreras regulatorias, en forma de cupos de potencia a instalar, u otros impedimentos e incertidumbres asociados a los requerimientos administrativos, si que pueden dar al traste con las tasas requeridas para desarrollar un escenario de despliegue de este estilo. Por tanto, y a la vista de la experiencia que hemos vivido en España con el desarrollo comercial de tecnologías como la eólica o la fotovoltaica, podemos concluir que la regulación constituye el eslabón fundamental para viabilizar estos

12 Resulta conveniente resaltar que estos máximos en las tasas de instalación no se corresponden al final del potencial de esta actividad industrial, pues este despliegue en España no haría sino poner las bases y situar a nuestra industria en unas condiciones muy favorables para afrontar los mercados internacionales en el desarrollo de esta tecnología, con una proyección temporal mucho más extendida que la aquí contemplada para desarrollar el mix de generación en España.

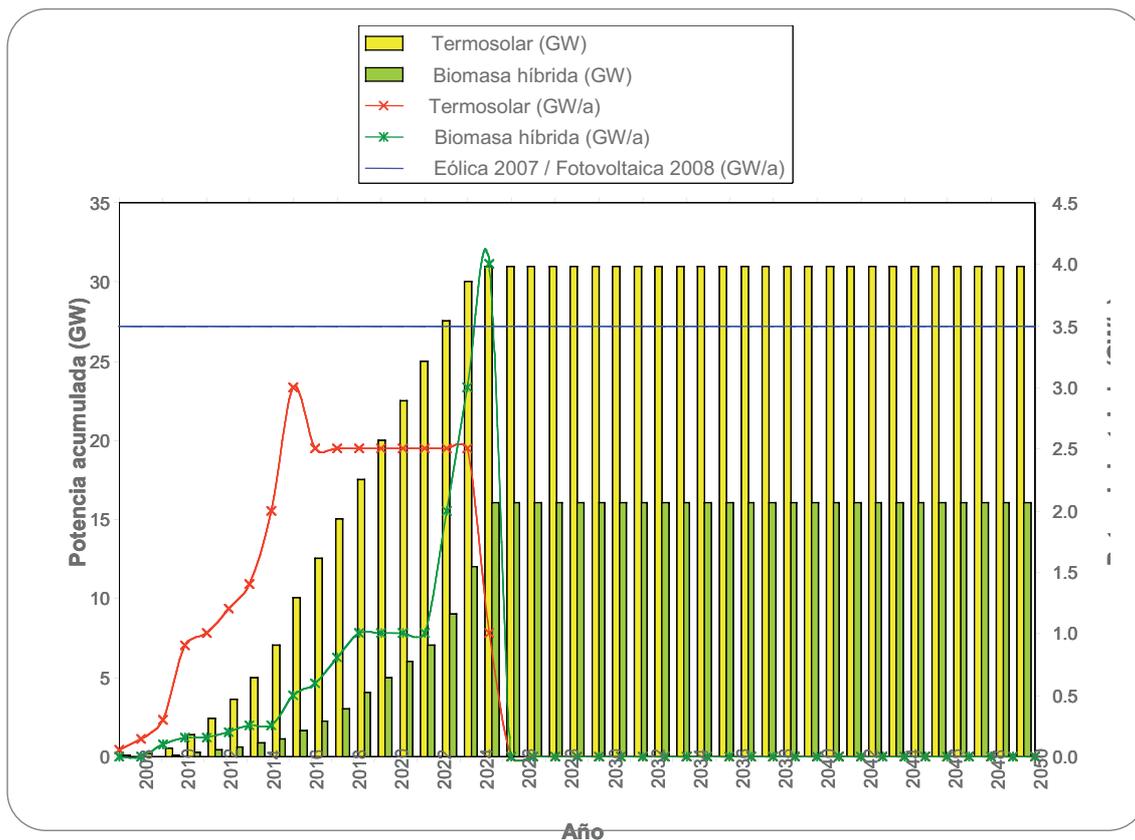
13 Debe tenerse en cuenta, que para la biomasa hibridando a la termosolar la instalación de equipos y obra requerida es muy pequeña en comparación con la termosolar, debido a que comparte todo el bloque de potencia con una central termosolar, siendo tan solo necesario adaptar la caldera de apoyo a la termosolar al suministro de biomasa y añadir los elementos de conversión del biocombustible a emplear.

14 La de biomasa, al ser un complemento a las centrales termosolares ya existentes es mucho menos crítica

15 Si bien es cierto que en el caso de la termosolar, la industria debería reorganizarse de forma adecuada para hacer frente a este desafío.

escenarios, y especialmente en las primeras etapas de desarrollo de estas tecnologías es de suma importancia que esta regulación se haga de forma responsable y orientada a objetivos a medio – largo plazo.

Figura-39: Desarrollo de la capacidad de termosolar y de biomasa hibridando a la termosolar requerido para desarrollar este escenario.



3.5 Bibliografía

- CNE, 'Régimen especial de producción de energía eléctrica en España. Informe mensual de ventas de energía del régimen especial', enero 2009
- EC, Directorate-General for Energy and Transport, 'European energy and transport trends to 2030', enero 2003
- García Casals X., Domínguez Bravo J., Linares Llamas P., López García O. 'Renovables 2050: Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular', Greenpeace, julio 2005
- García Casals X., Linares Llamas P., Santos Pérez F.J., 'Renovables 100%: Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica', Greenpeace, octubre 2006
- Greenpeace, 'Energy [r]evolution: A sustainable global energy outlook', Greenpeace, EREC, octubre 2008
- IEA, 'World Energy Outlook 2007', 2007
- IEA, 'Empowering variable renewables: Options for flexible electricity systems', 2008
- INE, Universidad de Sevilla, 'Tendencias demográficas durante el S. XX en España', marzo 2004
- INE, 'Proyecciones de población base censo 2001', marzo 2009
- IEA, 'World Energy Outlook 2007', 2007
- REE, 'El sistema eléctrico español. Avance del informe 2008', diciembre 2008

4 Ideas para un transporte sin petróleo en 2050 ¹

“Una política de transporte sostenible debería hacer frente a las crecientes intensidades de tráfico y niveles de congestión, ruido y contaminación, y fomentar el uso de los modos de transporte menos agresivos con el medio ambiente, así como la plena internalización de los costes sociales y ambientales. Es necesario actuar para conseguir una disociación significativa entre el crecimiento del transporte y el del PIB, en particular mediante el cambio modal de la carretera al ferrocarril, el transporte marítimo y el transporte público de viajeros” (Estrategia Europea de Desarrollo Sostenible)

Visión Transporte 2050

Potencial de la movilidad basada en motores eléctricos, energías renovables y un sistema inteligente de gestión.

La escena que se describe ocurre en el año 2050. Se supone que para esa fecha el sistema de transporte está totalmente informatizado, por lo que se optimiza la utilización de los recursos y de la flota de vehículos, no hay necesidad de conductores, todos los vehículos funcionan con motores eléctricos o híbridos (estos últimos con un pequeño motor de combustión que utilizan biocombustibles sostenibles para recargar las baterías), y el 100% de la electricidad proviene de fuentes de energías renovables. El Sistema Integrado de Transporte (SIT) es la plataforma informática encargada de proveer la movilidad a personas y mercancías.

Carlos tenía que desplazarse para ir a una comida familiar en casa de sus abuelos que vivían en su misma ciudad, a 6 km de distancia de su vivienda. Se acercó al panel interactivo de su domicilio, le dijo que se encendiera y añadió:

— Quiero ir a la calle Honduras 27 para estar allí a las 10 am.

La voz del panel le respondió:

— ¿El trayecto más rápido o el más barato?

— El más barato, tengo tiempo.

— Actualmente, hay un transporte público de 20 plazas que va a pasar por la parada de esta unidad residencial a las 9.20, la hora de llegada a la parada de la unidad residencial de la calle Honduras 27 sería a las 9.55. El coste es de 5,2 euros. En el momento de su recogida el transporte estaría ocupado por 15 personas. Es eléctrico, cargado con electricidad eólica 50%, termosolar 30%, hidráulica 10%, y acumulada de varias fuentes 10%. (Todos los datos y el mapa del trayecto aparecieron en la pantalla)

— Acepto, resérvamelo.

— Petición realizada, ¿Quiere también comprar el trayecto de vuelta?

— Sí, necesito uno para tres personas desde la calle Honduras 27 a este domicilio para estar aquí a las 18.50. En ese caso, el más rápido disponible.

¹ Este capítulo ha sido elaborado por Heikki Willstedt Mesa, Experto en Energía y Cambio Climático, con la colaboración de Alejandro Moratilla Torregrosa

- El SIT me sugiere reservar un transporte de cuatro personas dejando libre una plaza. La hora de recogida es a las 18.30. El coste es de 60 euros, 70 si quiere reservar todo el transporte.
- ¡Qué caro, normalmente me cuesta alrededor de 50 euros ¿Por qué?
- El precio es superior a la media porque el sistema ya tiene comprometido un 75% de la capacidad de movilidad para esa hora. Además, según el SIT, sólo hay disponibilidad de vehículos híbridos con biocombustible en lugar de uno totalmente eléctrico. ¿Quiere que busque otra opción más barata y más lenta?
- No, reserva ese transporte.
- Petición realizada. ¿Necesitará un recordatorio sonoro antes del trayecto de ida?
- Sí, a las 9.00 horas.
- Recordatorio programado a las 9.00.¿Algo más?
- Nada más. Adiós.
- Gracias, no olvide de llevar su tarjeta SIT interactiva para el viaje, y que tenga un buen día.

El panel interactivo se apagó y Carlos se quedó pensando en lo caro que le iba a salir ver en su casa el partido con sus primos después de la comida en casa de sus abuelos.

La escena descrita es una combinación de tecnologías ya existentes: paneles interactivos, buscadores de trayectos, energías renovables y vehículos guiados por ordenador-GPS con motores híbridos-eléctricos. Para hacer realidad este escenario sería necesario mejorar todos estos elementos para optimizar su utilización e integración y, algo que aún no existe, crear una plataforma para la integración informatizada del transporte que permita la gestión del recurso energético renovable en función de la movilidad demandada por la sociedad. De esta forma se llegaría a un sistema de pago por movilidad en función de la oferta, demanda y disponibilidad energética.

4.1. Introducción

La historia de la civilización actual no se podría haber escrito sin la revolución ocurrida en el ámbito del transporte en los últimos 200 años. De una movilidad basada principalmente en la tracción animal y en la fuerza del viento, con una capacidad y velocidad limitada, hemos pasado a los modernos sistemas de transporte en los que se desplazan billones de personas y miles de millones de toneladas de mercancías a una velocidad inimaginable en el siglo XIX.

Esta revolución ha sido posible gracias a la aplicación del motor de combustión a todos los ámbitos del transporte (terrestre, marino y aéreo). El desarrollo de esta tecnología a lo largo del siglo XX ha sido posible gracias a la relativa abundancia de un recurso energético, el petróleo, cuyas propiedades, densidad de energía y estado líquido principalmente, lo han encumbrado como la casi única fuente de energía utilizada en el transporte.

Esta absoluta dependencia de un solo recurso, el petróleo y sus derivados, hace del transporte un sector económico más vulnerable en el corto plazo a los cambios en el precio de su única fuente energética, mientras que en el largo plazo tiene que afrontar una profunda reestructuración debido al inevitable agotamiento del recurso sobre el que se basa actualmente.

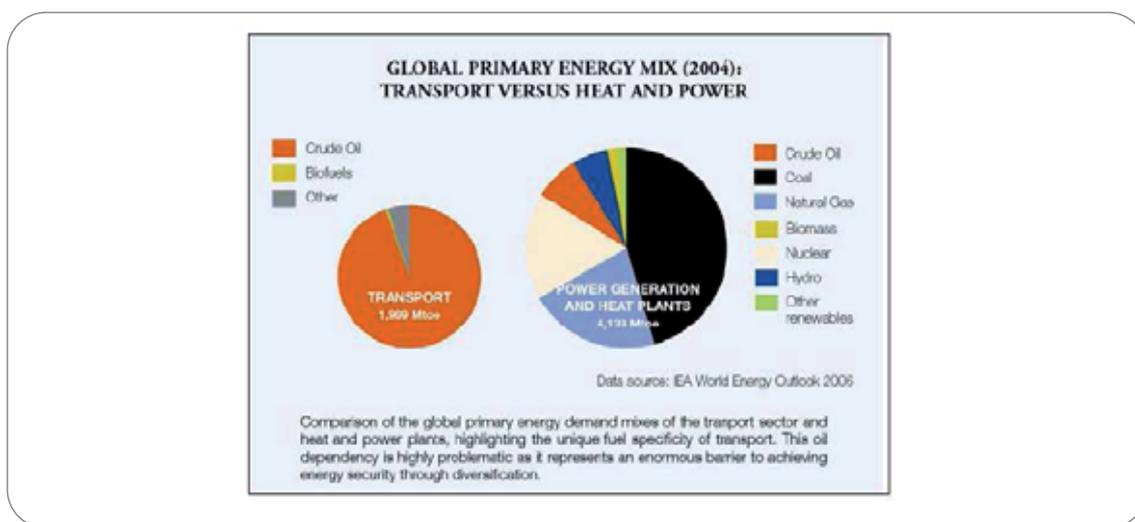
Por otra parte, la movilidad de nuestra sociedad también tiene unos impactos significativos sobre el medioambiente, siendo el principal la emisión de gases de efecto invernadero que causan el cambio climático, a los que habría que añadir los problemas de salud que genera la contaminación especialmente en las zonas urbanas y los accidentes. Por ejemplo, la UE ha calculado que simplemente los atascos en las grandes ciudades provocan una pérdida económica de un 1% del PIB europeo.²

En un escenario energético a 2050, para el sector transporte es necesario encontrar alternativas energéticas, tecnológicas y de gestión que lleven a solucionar estos dos grandes retos a los que se enfrenta: el agotamiento de su recurso energético principal y la reducción de los impactos que genera sobre el medioambiente y la población.

4.2. Situación actual del transporte y condicionantes a corto plazo

4.2.1. El mundo se mueve gracias al petróleo. ¿Pero hasta cuándo?

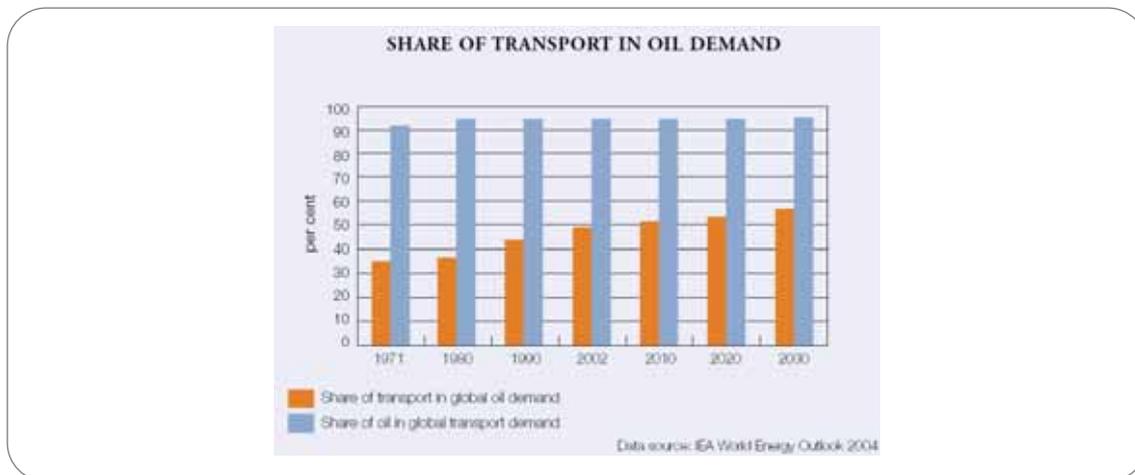
Gráfico 4.1. Consumo energético mundial y fracción dedicada al transporte



Actualmente un tercio de la energía que se consume en el mundo se destina al sector del transporte. De esa tercera parte el 98% son productos derivados del petróleo como la gasolina, gasóleo, keroseno y fuel. Es uno de los pocos sectores económicos en los que una fuente energética tiene prácticamente el monopolio del sector.

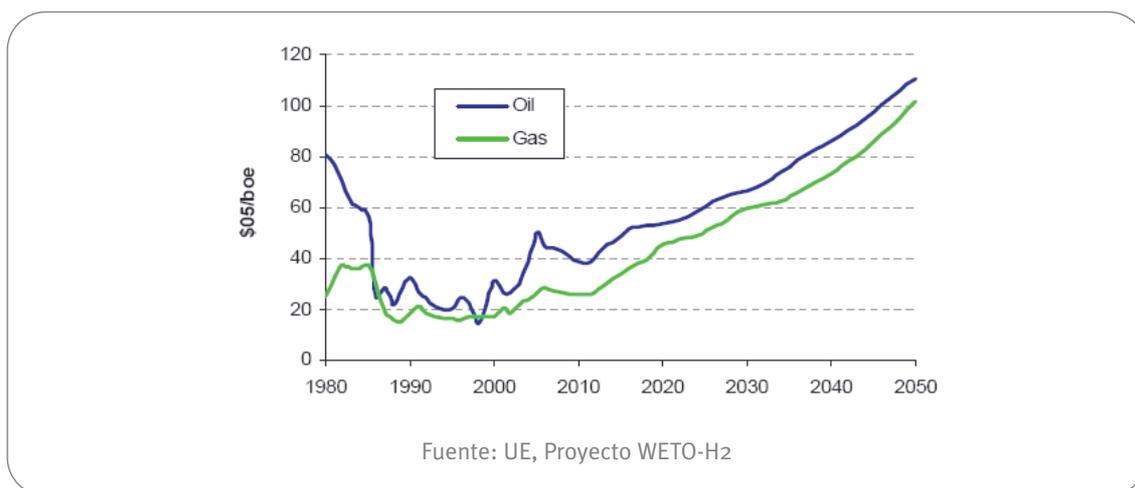
² Según el informe INFRAS (2004), en el caso de España, las pérdidas económicas ocasionadas por la congestión en el transporte en el año 2000, podrían haber alcanzado cifras equivalentes al 5-8% del PIB dependiendo de la forma en que se evalúan.

Gráfico 4.2. Fracción del transporte en la demanda mundial de petróleo



A día de hoy, con una flota de 800 millones de vehículos en todo el mundo, una cifra que podría duplicarse en el año 2030, no se puede seguir pasando por alto las implicaciones de la fuerte dependencia que tiene el transporte motorizado de los combustibles líquidos derivados del petróleo. Siguiendo el reciente análisis que ha hecho la Agencia Internacional de la Energía sobre el ratio de incremento de consumo de petróleo y el ratio de vaciamiento de los grandes campos petrolíferos conocidos (WEO 2008), no se puede más que coincidir en la conclusión de que, una vez superada la actual crisis económica, es probable que para la segunda década de este siglo podría haber una crisis de combustibles líquidos (no necesariamente una crisis energética) derivada de una oferta sustancialmente inferior a la demanda mundial, lo que se podría traducir en términos económicos en aumentos en los precios del petróleo y sus derivados tan disruptivos como los del año 1973.

Gráfico 4.3. Precios históricos del petróleo y gas, y proyección a 2050 en el escenario de referencia de la UE.



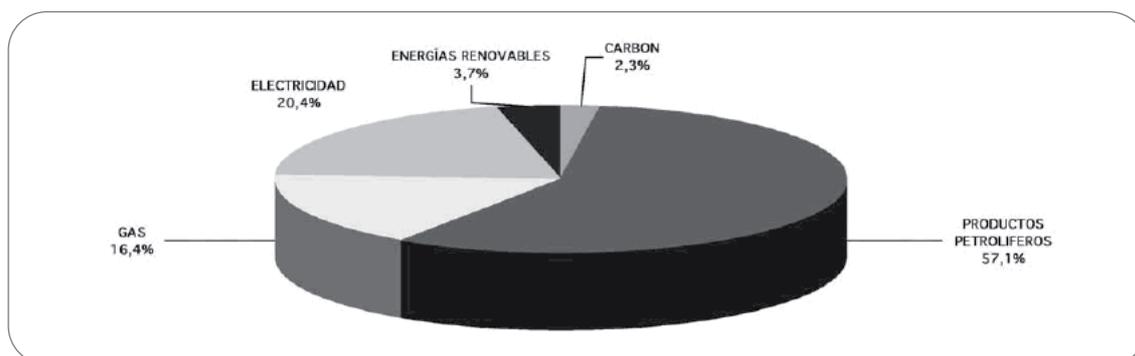
El otro gran condicionante del futuro del transporte es la preocupación por sus impactos medioambientales a escala global, especialmente el empeoramiento del cambio climático debido a los gases de efecto invernadero que se emiten durante la combustión de los derivados del petróleo (el transporte es el causante del 28% de las emisiones de GEI de la UE) y los impactos a escala local, especialmente en las ciudades donde los gases contaminantes de los vehículos generan graves afecciones a la salud de los habitantes y las recurrentes congestiones en el tráfico provocan importantes pérdidas económicas.

Estos dos grandes retos están movilizando a la comunidad internacional, para encontrar soluciones que consigan ambos objetivos: reducir la dependencia del transporte del petróleo y sus impactos medioambientales y sociales. Así tanto la Agencia Internacional de Energía, como la Unión Europea y diferentes estados, empezando por EEUU han desarrollado o están desarrollando documentos de planificación con escenarios para establecer hojas de ruta para la sustitución del petróleo en el transporte.³

4.2.2. El sector transporte en España. Un fuerte acoplamiento económico con síntomas de saturación e importantes impactos ambientales

El importante crecimiento de la economía española durante los últimos 15 años ha sido posible gracias a un mayor consumo energético en el sector transporte. Sin embargo, en los últimos años la mayor demanda de movilidad de personas y mercancías, especialmente por carretera, parece estar llegando a un estado de saturación que la continua apuesta por más infraestructuras viarias no consigue paliar. Este problema es más evidente en las zonas urbanas y los accesos y circunvalaciones de las ciudades. Desde 1990 hasta 2008 el parque de vehículos ha pasado de 16,5 a 31,5 millones, un aumento del 91%. En ese mismo período el consumo de productos petrolíferos para el transporte ha aumentado en un 124,5% (MITYC, SGE).⁴

Grafico 4.4. Consumo de energía final, España 2007



Actualmente el sector transporte consume el 38% de la energía final del país y la fuente casi única para su funcionamiento es el petróleo (95%). A su vez el 55% de la demanda total de petróleo del país procede de este sector, mientras que el resto de la demanda proviene en un 20% de la Industria, el 8% de la generación de electricidad y el 17% del sector residencial y otros.

Desde hace décadas uno de los principales objetivos de política energética para España ha sido el reto de reducir la dependencia energética: el 80% de la energía consumida en España se importa, frente al 50% de la UE-15, y las importaciones netas de crudo suponen aproximadamente el 4% del PIB español (CORES, INE, 2009), frente al 1-2% de la mayor parte de los países europeos.

Por otra parte, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) españolas han aumentado muy por encima de la media europea y del objetivo preestablecido para España bajo el Protocolo de Kioto. En 2007 las

- 3 Por citar un ejemplo, Suecia ha establecido un plan de acción gubernamental por el que se propone eliminar el uso de productos petrolíferos en el transporte para el 2020.
- 4 De estas cifras se podría extrapolar que la eficiencia energética del parque español hubiera empeorado sustancialmente, pero habría que analizar, entre otros factores, las distancias recorridas totales para poder dar validez a esta afirmación.

emisiones de GEI superaban en un 52,6% las de 1990 siendo el objetivo no hacerlo en más de un 15% para 2012.⁵

Por su parte, el transporte ha triplicado su demanda energética durante los últimos 30 años, y desde 1990 ha duplicado sus emisiones de CO₂, siendo el sector que más ha contribuido al aumento de las emisiones de GEI españolas por encima del objetivo establecido bajo el Protocolo de Kioto.

4.2.3. Retos para el sector del transporte español

Como ha quedado demostrado durante crisis energéticas pasadas, un incremento importante en la factura petrolífera para un país como España, dependiente en más de un 95% de importaciones para asegurar el suministro de petróleo, puede tener efectos sobre la economía, especialmente por el encarecimiento del transporte. Según los últimos datos publicados por el MITYC la factura petrolífera neta para el año 2008 fue de 44.500 M € equivalente a un 4% del PIB.⁶

Por lo tanto el reto para España es actuar sobre dos ideas-fuerza para evitar posibles crisis en el sector transporte ligadas al encarecimiento del petróleo y a los condicionantes de la lucha contra el cambio climático

- Reducir la demanda de transporte motorizado, especialmente en las ciudades.
- Desarrollo e implantación de un sistema de transporte que permita la utilización de recursos renovables para su funcionamiento.

Reducir la demanda de transporte es la única política que consigue aminorar todos sus impactos, desde su impacto económico hasta su impacto medioambiental y social. Uno de los principales ámbitos donde se puede eficazmente regular la demanda de transporte es en la planificación del uso del territorio: con una integración de políticas prioritarias de reducción del uso del transporte privado en los planes de crecimiento urbano de las ciudades es posible evitar una gran parte de los desplazamientos motorizados así como su reducir su longitud. Para ello es fundamental abandonar los desarrollos urbanísticos residenciales de baja densidad sin servicios e ir hacia modelos de desarrollo multipolo mixtos (residencial productivo) con servicios asociados.

Por otra parte, para conseguir un sistema de transporte que permita eliminar la dependencia del petróleo para este sector, es necesaria la mejora de la eficiencia de los motores de combustión y la diversificación tanto en las tecnologías como en las fuentes energéticas que las dinamizan.

4.2.3.1 Las alternativas disponibles para una estrategia de diversificación

1. Mejora de la tecnología de combustión.

Por un lado, la disminución del tamaño y el peso de los nuevos vehículos, la introducción de mejoras aerodinámicas y componentes auxiliares eficientes, la reducción de los límites máximos de velocidad y de la resistencia a la rodadura de los neumáticos, o la hibridación simple, pueden mejorar la eficiencia de los vehículos con motores de combustión. Pero estas mejoras en los motores de gasóleo y de gasolina tienen un límite de alrededor de un 20% de reducción de consumo (BCG, 2008).

5 Datos del Inventario de Emisiones a la Atmósfera de España del Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino, Edición 2009. En realidad el cumplimiento del objetivo se calcula haciendo la media de las emisiones del período 2008-12.

6 En 2007 la factura energética fue de 33.180 M € por lo que en 2008 se pagó un 34% más por los productos petrolíferos. Por otra parte este año, tras el desplome de los precios del crudo la factura petrolífera podría ser inferior incluso a la del 2007. Datos CORES.

2. *Sustitución del recurso fósil por recurso similar de origen vegetal.*

Hasta ahora la principal alternativa que se ha investigado en cuanto a recursos energéticos sustitutivos y que ha alcanzado cierto despliegue ha sido la de los biocombustibles, que al ser alternativas líquidas permiten una utilización casi similar a los combustibles de origen fósil. Sin embargo, las dudas sobre la sostenibilidad de un gran desarrollo a nivel mundial de esta alternativa por sus impactos sobre los precios de los productos agrícolas y la deforestación ocurrida en los trópicos para aumentar su cultivo ha frenado muchos desarrollos industriales, también en España.

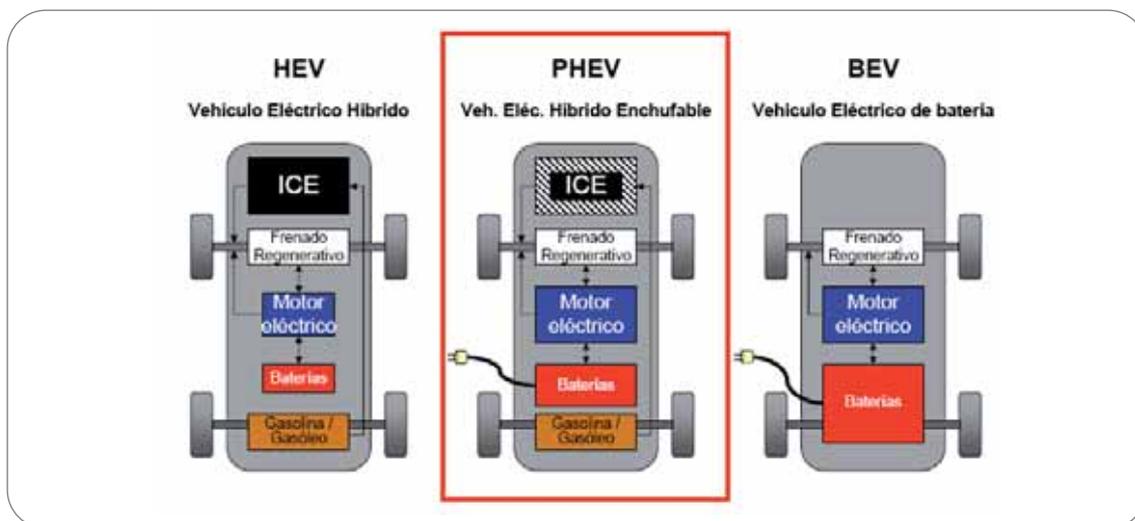
3. *Cambio en la tecnología y en el recurso energético.*

Tras un optimismo inicial por parte de la industria automovilística sobre las posibilidades del hidrógeno como vector energético, su desarrollo se ha ralentizado por ahora ya que existen muchas dudas sobre su viabilidad a corto y mediano plazo.

Finalmente la senda que tecnológicamente actualmente parece tener más futuro es la del motor eléctrico. La razón de esta orientación, que parece ser también la de los constructores de automóviles es que los motores eléctricos son hasta cuatro veces más eficientes que los de combustión y a que la capacidad de acumulación las baterías han mejorado considerablemente gracias al desarrollo del litio como materia prima para éstas.

Existen diferentes tecnologías para la plataforma motor eléctrico-electricidad renovable.

Figura 4.1. Tipos de vehículos híbridos y eléctricos puros.



Vehículo eléctrico híbrido (HEV). Existe una variada tipología de híbridos. Estos vehículos emplean motores eléctricos y de combustión interna. Algunas de las tipologías más destacables son las siguientes: vehículos híbridos completos (Full hybrid), en los que la tracción ocurre gracias a un motor eléctrico, explosión o ambos (Toyota y Lexus); vehículos híbridos asistentes (Assist Hybrid), el motor eléctrico ayuda al de combustión en aceleraciones, pendientes y recuperación en frenadas (Honda); vehículos híbridos regulares, utilizan motor eléctrico como apoyo. Dentro de la categoría de los híbridos cabe destacar la opción de los **vehículos híbridos enchufables (en inglés PHEVs)**, que utilizan el motor eléctrico para mover las ruedas, mientras que un motor auxiliar de combustión puede recargar la batería (el Chevrolet Volt), y se pueden también recargar enchufándolos a la red eléctrica. Esta opción es la que permite un mayor equilibrio entre consumo, emisiones y autonomía (→500 km) del vehículo.

Vehículo eléctrico puro (BEV). Funciona con un único motor eléctrico impulsado por la electricidad almacenada en una batería recargada a través de la red eléctrica (Mitsubishi I-MIEV). Por ahora, debido a su baja autonomía (aproximadamente 150 km) este tipo de vehículos parece destinado, por ahora, para desplazamientos urbanos.

Los principales análisis que se están haciendo sobre el futuro del transporte indican que para la movilidad por carretera habrá en el corto plazo una apuesta por las mejoras en la eficiencia de los motores de combustión interna, mientras que en el mediano plazo empezarán a penetrar el mercado los motores híbridos y los eléctricos de batería, pudiéndose alcanzar una paridad en el mercado europeo entre vehículos con motores de combustión y los basados en motores eléctricos para el 2025-30. (BCG, McKinsey&Company, 2009)

También cabe destacar que, por ahora la aplicación del motor eléctrico no ha sido analizada a fondo para su implantación en el transporte de mercancías por carretera, ni para la aviación. En ambos casos se suele apostar por una combinación de cambio modal hacia el ferrocarril o por la mejora en la eficiencia de los actuales motores. A largo plazo es de esperar que para el transporte de mercancías por carretera se desarrolle a mayor escala la intermodalidad con el ferrocarril, y la tecnología alternativa acabe siendo el motor híbrido o el de hidrógeno.

4.3. Una apuesta decidida por el motor eléctrico. ¿Qué implicaciones tiene para España?

Para España el reto de hacer una transición hacia un transporte sin combustibles fósiles puede constituir una oportunidad para convertirse en pionera en el desarrollo de un sistema que permita la integración de la electricidad de origen renovable como principal recurso para los motores eléctricos de los vehículos del futuro.

En este sentido, España cuenta actualmente con un potencial cluster de investigación e industrial en el sector renovable y automovilístico, que podría, si puesto en marcha y potenciado, llevar a desarrollar las innovaciones tecnológicas necesarias para permitir el despegue de una movilidad impulsada por electricidad de origen renovable. Este tipo de desarrollos podrían convertirse en un importante polo de crecimiento tecnológico-industrial con proyección internacional.

Apostando por una movilidad basada en energías renovables se podrían obtener los siguientes beneficios:

- Continuidad y diversificación en crecimiento del sector de las energías renovables
- Modernización y relanzamiento del sector de la automoción, especialmente el subsector de componentes, haciéndolo más competitivo
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero causantes del cambio climático y de la contaminación de las ciudades causantes de afecciones respiratorias a la población
- Reducción de la necesidad de importación de combustibles fósiles para el transporte.
- Adicionalmente, las baterías de los coches eléctricos podrían servir para equilibrar la aportación de las energías renovables al sistema eléctrico: los usuarios que no utilizaran su vehículo durante los picos de demanda de electricidad podrían vender la acumulada en sus baterías a la red. De esa forma, la electricidad renovable acumulada en los períodos de baja demanda, periodos valle, podría estar disponible para cubrir los máximos del sistema.⁷

⁷ Para el propietario de un vehículo con tracción eléctrica esta podría ser una forma de amortizar el vehículo mientras no lo utiliza: cargándolo con electricidad a bajo coste por la noche y vendiéndola a mayor coste en los momentos de los picos de demanda. Sin duda un sistema eléctrico inteligente ("smart grid") que permitiera estas transacciones requiere el desarrollo de aplicaciones informáticas que suponen un reto importante actualmente, pero por otra parte facilitaría la participación del ciudadano en el mercado de la energía como sujeto activo y no solo pasivo.

El gran atractivo de los coches eléctricos es que no generan contaminación directa y su consumo de energía es mucho menor que el de un coche con motor de combustión. Los modelos que ya están en el mercado o lo van a estar en breve tienen unos consumos de entre 150-200 Wh/km, por lo que para una distancia de 100 km serían necesarios 15-20 kWh, con un coste asociado de 1,8- 2,4 €. Con un coche medio de combustión actualmente serían necesarios 6,5 l de gasóleo con un coste de 5,85 €. Por otra parte se pueden conseguir mayores o menores reducciones en las emisiones de GEI y de contaminantes mediante el uso de vehículos eléctricos, en función de cómo se haya generado la electricidad.⁸

Por otra parte, los vehículos basados en la plataforma tecnológica del motor eléctrico aún tienen algunos inconvenientes. Los mayores son el elevado coste de las baterías, el peso de éstas y la relativamente escasa autonomía de los vehículos. También hay que tener en cuenta que el actual sistema eléctrico peninsular español podría dar carga a un parque de coches eléctricos equivalente aproximadamente a un 25% del actual sin necesidad de que se construyeran más centrales de generación si la recarga es durante las horas valle de la noche-madrugada (23-07), aunque con un sistema informatizado de gestión de las recargas se podría seguramente alcanzar un mayor porcentaje. También hay que tener en cuenta que en raras ocasiones está siendo utilizado más de un 60% de todo el parque automovilístico.

4.3.1 Necesidad de una Visión a 2050 para el transporte con un objetivo claro y ambicioso

Para hacer frente al doble reto de asegurar un transporte futuro sin dependencia del petróleo, y reducir el impacto de este sobre el medioambiente y la sociedad, es necesario establecer objetivos ambiciosos de reducción de consumo de petróleo y en paralelo objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en este sector.

El mercado mundial automovilístico parece encaminado hacia una progresiva mejora en la eficiencia de los motores de combustión, en gran medida debido a la cada vez más estricta regulación de la UE en esta materia, y en la introducción paulatina del motor eléctrico en sus variantes híbridas y de batería. Mientras que con la opción de la mejora de los motores de combustión no se da entrada a las energías renovables de forma significativa (la alternativa de los biocarburantes tiene un recorrido limitado y puede tener graves impactos sobre el medioambiente), con la opción del motor eléctrico se puede dar entrada a toda la variedad de energía renovables que producen electricidad: eólica, solar, hidráulica, biomasa, mareomotriz, geotérmica, etc.

En el caso de España habría, por tanto, más potencial de desarrollos autóctonos, en vez de ser un comprador pasivo de nuevas tecnologías, si se adopta una política clara y a largo plazo de apuesta por el motor eléctrico y su integración dentro de un sistema eléctrico en el que las energías renovables van adquiriendo progresivamente más peso, desde el 30% que se estima para el 2010, hasta el entorno de un 100% para el 2050.

Para hacer realidad la transición en el sector transporte hacia una plataforma motor eléctrico – renovables, se propone la adopción de una Hoja de Ruta para la Sustitución del Petróleo (2010-2050) con una visión a 2050 clara para el sector, con hitos intermedios (2020 y 2030) que permitan hacer un seguimiento del desarrollo de los objetivos

Un primer objetivo a mediano plazo ya está fijado por el paquete de energía de la UE según el cual para el 2020 un 10% de la energía utilizada en el transporte deberá ser de origen renovable mientras que los nuevos automóviles deberán emitir menos de 95gr CO₂ / km.

⁸ Las emisiones de CO₂ de un coche eléctrico van en función de cómo ha sido generada la electricidad que lleva almacenada en la batería. Con el mix actual del sistema eléctrico peninsular español un coche 100% eléctrico estaría ocasionando la emisión de unos 55 gr de CO₂ por Km. recorrido, mientras que la actual media de los turistas españoles es de 158 gr CO₂/Km, por lo que con el vehículo eléctrico se podría reducir en un 50-65% las emisiones de CO₂/Km.

Para el 2030 los objetivos para el transporte deberán seguir profundizando en la reducción de la demanda, en el cambio modal y en las alternativas tecnológicas. Algunos de los objetivos podrían ser:

- Fomentar el cambio del transporte de mercancías de las carreteras al ferrocarril en distancias superiores a 200 Km. Con una red capilar de distribución desde las plataformas de ferrocarril mediante el uso de medianos transportes movidos por motores híbridos.
- En cuanto al transporte de mercancías hacia el Norte y Centro de Europa se debería fomentar las denominadas Autovías del mar.
- En el interior de las ciudades además del transporte público, se debería fomentar el uso del vehículo eléctrico puro fundamentalmente en flotas como Correos, taxis, microbuses públicos, furgonetas de reparto, etc. penalizando el uso de vehículos derrochadores de combustibles fósiles y tarifando la circulación en función de tráfico.
- Los desplazamientos a distancias intermedias de personas se deberían realizar fundamentalmente con vehículos híbridos enchufables con motores de combustión de alto rendimiento energético y menor peso que consumieran entre 1,5 y 3 litros de combustibles fósiles por cada 100 Km.

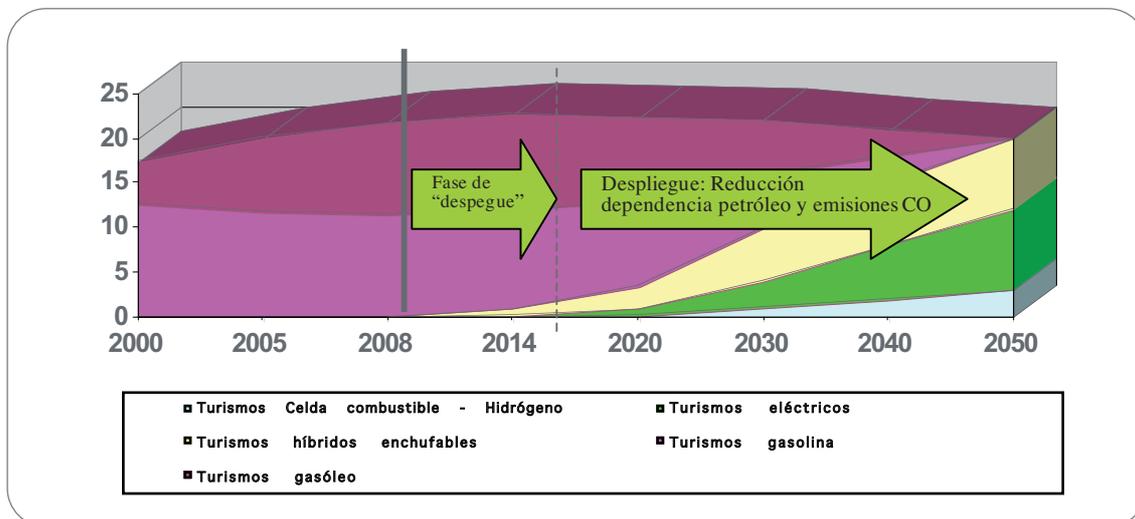
Dentro del horizonte de este informe, los objetivos prioritarios para 2050 para España deberían ser similares a los que se están barajando en los países vecinos de la UE :⁹

1. Reducir el consumo de derivados del petróleo para el transporte en un 95% (en 2008 la dependencia era del 97%, el coste para la economía española del total de importaciones de petróleo y de productos petrolíferos fue de 44.500 M € equivalente al 4% del PIB, frente al 1-2% de la mayor parte de países UE15)
2. Reducir las emisiones de CO₂ del transporte en un 90%. Esto significaría que la práctica totalidad de los vehículos en España no tuvieran emisiones ya que el 10% restante sería debido a los consumos de energía de la aviación.
3. Conseguir que un 80% de la energía del sector transporte sea electricidad de origen renovable, un 10% sean biocarburantes sostenibles de 2ª generación, y un 10% sean combustibles fósiles para aplicaciones “nicho” como puede ser la aviación.
4. Creación y difusión del concepto de pago por movilidad y no por energía gracias a una gestión informatizada de los medios de transporte que haga pagar, especialmente al usuario de vehículos privados, en función del trayecto recorrido y la demanda de movilidad en cada momento. Este modelo de movilidad está intrínsecamente ligado a un transporte basado en el vector-electricidad.

Como se puede ver en el Gráfico 5, una apuesta sostenida, temprana y paulatina de apuesta por una movilidad basada en la electricidad podría llevar a un parque automovilístico que en 2050 no tuviera necesidad de combustibles fósiles, y cuya fuente energética principal fueran las energías renovables eléctricas, los biocarburantes sostenibles de segunda generación y posiblemente el hidrógeno.

9 Tanto en Francia como en Alemania están siendo desarrollados planes nacionales a largo plazo para el transporte en los que la plataforma de movilidad basada en el motor-eléctrico se ha convertido en la idea de base para el futuro del transporte, especialmente en el sector automovilístico. Otros países como Israel, Portugal, Irlanda y Dinamarca ya han hecho público su apuesta por esta alternativa tecnológica al motor de combustión. En Noruega, el Parlamento está debatiendo la posibilidad de promulgar una ley que prohíba la puesta en venta en el mercado de coches que no sean como mínimo híbridos a partir de 2010.

Gráfico 4.5. Evolución del parque de turismos en España y escenario posible a 2050 con desarrollo de la plataforma eléctrica (Millones).



De los aproximadamente 20 millones de turismos que podría haber circulando en el año 2050 la mayoría, 45-60 %, podrían ser eléctricos puros, un 30-50% podrían ser híbridos enchufables que funcionaran con un mínimo de aportación de biocombustibles sostenibles, y un 0-15% podrían funcionar con hidrógeno.

Con una flota de turismos para el 2050 con las características mencionadas anteriormente, se conseguiría llegar a una sustitución casi total del petróleo por energías renovables autóctonas.

En la Tabla 1 se sugieren algunos de los hitos que podrían llevar a la consecución del objetivo para el año 2050:

Tabla 1. Posibles hitos de la Hoja de Ruta para la Sustitución del Petróleo (2010-2050)

Objetivos	Medidas	Inversiones
1 Fase de despegue 2010-2015	Desarrollo Plan de Despegue Creación cluster tecnológico Creación Fondo Especial para la Sostenibilidad en el Transporte (FEST) Regulación que fomente la venta de vehículos con motor eléctrico.	Inversión pública en I+D+i Adquisición vehículos híbridos para flotas públicas y privadas Red de recarga básica en ciudades (Administraciones y empresas eléctricas)
2 Fase de implantación 2016-2030	Desarrollo vehículos plenamente comerciales (2ª gen.) Desarrollo interfaz baterías vehículos – red eléctrica con mayor % de renovables Implantación de un sistema informatizado para gestión de la movilidad Regulación que prohíba la puesta en el mercado de vehículos con únicamente un motor de combustión	Pleno desarrollo de redes de recarga (Empresas eléctricas) Inversión pública y privada en I+D+i Ayudas públicas al despliegue empresas de gestión de movilidad.
3. Fase de conversión final 2030 - 2050	Sustitución progresiva de los motores de combustión mejorados por motores eléctricos y de hidrógeno sostenible	Inversión privada en I+D+i Pleno protagonismo del sector privado.

Un punto clave de para asegurar la materialización de los objetivos de la Hoja de Ruta es su financiación. Para ello se propone crear un Fondo Especial para la Sostenibilidad en el Transporte (FEST) alimentado por aportaciones tanto del sector público como del privado. El Fondo sería el encargado de financiar en un primer momento los desarrollos tecnológicos necesarios así como para dar el impulso inicial a la comercialización de los vehículos eléctricos y al desarrollo de la red básica de recarga de los mismos. A mediano y largo plazo, el sector privado, especialmente las empresas del sector eléctrico deberán ir asumiendo más parte de las inversiones.

4.4. Conclusiones

El objetivo de este documento es generar un debate acerca de la visión que proyecta para el 2050 de un sistema de transporte que sustente una continuada prosperidad para España, que permita la creación de riqueza y mejora la calidad de vida de los ciudadanos, y que respete el medioambiente y contribuya a la sostenibilidad a largo plazo del país. El horizonte de este desarrollo está a 40 años vista, pero es necesario empezar a actuar ahora si se quiere hacer realidad esta visión en este periodo de tiempo:

- El mercado mundial del petróleo puede encontrarse en una situación de grave desequilibrio a mediano plazo

si no es capaz de hacer frente a la creciente demanda de combustibles fósiles especialmente de los países de economías emergentes. Al mismo tiempo, el problema del cambio climático está haciendo cada vez más necesario dejar de utilizar los combustibles fósiles para evitar las emisiones de GEI.

- El futuro del transporte en España pasa por un cambio en el paradigma según el cual a mayor oferta de transporte mayor creación de riqueza. Es necesario desacoplar el desarrollo del bienestar de la sociedad de la necesidad de transporte.
- Para ello es necesario desarrollar políticas que disminuyan la demanda de transporte al tiempo que se generan formas alternativas de movilidad para mercancías y pasajeros que reduzcan el impacto del transporte sobre el medioambiente y la salud humana.
- Estas alternativas tendrán que priorizar:
 - A corto plazo: reducir el consumo energético, especialmente en el transporte por carretera mediante medidas de reducción de demanda, fomento del transporte público, cambio modal en el transporte de mercancías, e introducción de tecnologías alternativas para la automoción.
 - A largo plazo: planificación urbana y territorial que reduzca la necesidad de transporte, implantación progresiva de tecnologías sin consumo asociado de combustibles fósiles como el motor eléctrico, el cual permitiría basar la movilidad en España en las energías renovables autóctonas.
- España puede convertir este reto en una oportunidad apostando por la utilización de la plataforma tecnológica motor eléctrico-energías renovables que si bien desarrollada puede convertirse en un polo económico de relevancia internacional.
- Es necesaria una Visión a 2050 con una Hoja de Ruta y unos objetivos claros y ambiciosos, que establezca los detalles de cómo alcanzar el cambio necesario en el sector transporte hacia una sostenibilidad económica, social y medioambiental. Para su financiación se propone la creación un Fondo, con aportaciones del Estado y del sector privado, encargado de impulsar la investigación, desarrollos y despliegues necesarios para hacer realidad los objetivos de la Visión.

Bibliografía:

Calidad del Aire en las ciudades: Clave de sostenibilidad urbana. Observatorio de la Sostenibilidad en España, 2007.

Costes Externos del Transporte. Estudio de Actualización. IWW, Universitaet Karlsruhe – INFRAS, 2004.

Développer les éco-industries en France. The Boston Consulting Group, 2008.

Disociar crecimiento económico y demanda de transporte. Caso de Estudio de España. Proyecto OCDE. Ministerio de Medio Ambiente, 2005.

On the Road in 2035: Reducing Transportation's Petroleum Consumption and GHG Emissions. MIT, 2008.

Plan Estratégico de Infraestructuras y Transporte (PEIT). Ministerio de Fomento, 2005.

Perspectivas sobre tecnología energética 2008. Agencia Internacional de la Energía, 2008.

Spain (2005 Review): Energy policies of IEA countries. Agencia Internacional de la Energía, 2005.

Sostenibilidad en España 2006. Observatorio de la Sostenibilidad en España.

Sostenibilidad en España 2007. Observatorio de la Sostenibilidad en España.

The Future of Transport. Focus Groups Report (informe para la CE), 2009.

The comeback of the electric car? The Boston Consulting Group, 2009.

Transport 2050: The route to sustainable wealth creation. The Royal Academy of Engineering, 2005.

Roads toward a low-carbon future: Reducing CO₂ emissions from passenger vehicles in the global transportation system. McKinsey&Company, 2009.

Toward a sustainable energy future. Agencia Internacional de la Energía, 2001.

Transport at a crossroads. TERM 2008. Informe Agencia Europea del Medioambiente N^o3/2009.

Urban sprawl in Europe – The ignored challenge. Informe N10/2006, Agencia Europea del Medioambiente, 2006.

Vision 2050: An integrated national transportation system. Federal Transportation Advisory Group (Gov. EEUU), 2001.

World Energy Outlook 2008. Agencia Internacional de la Energía, 2008.

5 Implicaciones económicas del nuevo modelo: más y mejores empleos y mercados internacionales ¹

5.1. Introducción

Históricamente, tanto el crecimiento económico como el aumento de la población han venido acompañados de aumentos en el consumo energético. Las crisis energéticas de los 70 y sus consecuencias socio-económicas en términos de aumentos de la inflación, creciente déficit comercial y aumento del desempleo, crearon las condiciones necesarias para que surgieran los primeros planes de ahorro y eficiencia energética. Los motivos ambientales para el desarrollo de las energías renovables tardan sin embargo más tiempo en alcanzar el espacio político. En este contexto, no es hasta 1986 cuando en España se aprueba el primer Plan de Fomento de las Energías Renovables (Blanco Silva, 2004).

Desde estos primeros pasos hasta la actualidad ha habido un desarrollo notable de las políticas energéticas. En España este desarrollo nos ha situado en 2009 a la cabeza en la generación de energías renovables en la UE. Así, a finales de abril de 2009, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) anunciaba que España es el país líder en energía solar termoeléctrica en la UE en términos de potencia instalada, el segundo en energía eólica y solar fotovoltaica, y el tercero en minihidráulica así como en producción de bioetanol. Además, a nivel mundial la energía eólica española supuso el año pasado el 14% de la potencia instalada y en 2005 éramos el segundo mayor productor a nivel mundial de energía eólica. La energía solar fotovoltaica española ocupa asimismo un lugar destacado a nivel mundial con el 7% de la producción de generadores. Nuestro liderazgo se extiende a su vez al sector de la energía solar termoeléctrica donde destaca nuestra capacidad de innovación y desarrollo tecnológico.² Un apoyo público estable y continuado a las energías renovables, junto con una apuesta decidida del sector privado a largo plazo por estas tecnologías, ayudará sin duda a mantener esta posición de liderazgo.

El análisis que aquí se presenta presupone que es técnicamente viable satisfacer la demanda de energía eléctrica española con un 100% de energías renovables en 2050, tal como propone el capítulo 3. Esto es una buena noticia si el objetivo es reducir nuestra dependencia energética, cifrada en más de un 78%³ en el 2002.⁴ Si además queremos atender a nuestros compromisos internacionales en materia de cambio climático y así avanzar en la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), la viabilidad técnica de las energías renovables supone un aliento más para un futuro bajo en carbono.

El hecho de que el sector de las energías renovables emplee en la actualidad a 73.900 personas de manera directa y al menos a otras tantas de manera indirecta⁵ anima a continuar desarrollando un sector en el que los contratos se

1 Este capítulo ha sido elaborado por Lara Lázaro Touza y Rolando Fuentes Bracamontes, Fellows de la London School of Economics, Department of Geography & Environment

2 Para una exposición más pormenorizada véase: <http://www.idae.es/index.php/mod.noticias/mem.detalle/id.70/recategoria.121/remenu.75>

3 <http://www.energiarenovables.ciemat.es/especiales/energia/espana.htm#1>

4 Nótese que la dependencia energética no es per se nociva ya que por cuestiones de eficiencia o de disponibilidad de reservas de combustible, puede ser más conveniente/necesario acudir a otros países para satisfacer nuestra demanda. Sin embargo, la inestabilidad de estos países y la volatilidad de los precios pueden ser razones de peso a la hora de preferir un mayor grado de independencia energética.

5 Nótese que estos datos de empleo proporcionados por el IDAE difieren de los datos aportados por Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud ISTAS (2008)

caracterizan por una mayor estabilidad,⁶ en términos comparativos, demandando además trabajadores más cualificados en comparación con otros sectores energéticos. La coyuntura económica actual por tanto parece favorecer el impulso de los poderes públicos a las energías renovables ya que como veremos en este capítulo, podrían generar más empleo a lo largo de la vida útil de las instalaciones que las energías convencionales.

En el presente capítulo analizaremos, en el apartado segundo, el efecto sobre el empleo de un mix de generación de energía eléctrica 100% renovable. En el apartado tercero analizaremos los costes que supondrá este mix energético. En el apartado cuarto presentaremos las oportunidades estratégicas de las energías renovables para España. El quinto apartado concluirá el capítulo resaltando las principales conclusiones de este estudio.⁷ Como las visiones a tan largo plazo suelen ser inciertas y quedarse obsoletas con celeridad, téngase en cuenta que los datos aquí presentados son meras ilustraciones de uno de los posibles escenarios futuros. A pesar de la incertidumbre inherente a la elaboración de estos escenarios, diversos autores han señalado la necesidad de que los gobiernos realicen actividades de planificación en el sector energético, cuyos resultados no deben ser tomados como pronósticos, sino para entender qué decisiones se deben tomar en el presente para lograr el futuro que deseamos (Giddens, 2009).

5.2. Empleo: posibles escenarios de un futuro 100% renovable

En este apartado presentamos las estimaciones del empleo directo⁸ generado en el sector de las energías renovables en 2007 y en 2050. Además se presentan cifras de empleo directo e indirecto en el sector de la energía eléctrica en el 2050. Los escenarios de potencia instalada en España en la generación de energía eléctrica, utilizados en el capítulo 3, sirven de base para las estimaciones que realizamos. Todo ello, presuponiendo también los supuestos que allí se especifican.

Para la elaboración de los datos sobre empleo potencial de las energías renovables (EERR) en 2050 en España, los estudios tanto de Kammen et al., (2006) como de Fankhauser et al., (2009), Sánchez López (2006) y de ISTAS (2008) proporcionan la base teórica de uno de los posibles escenarios futuros, 100% de renovables en la generación de energía eléctrica en 2050.

Con el objetivo de facilitar la comparación entre las dos imágenes estáticas que ofrecen estos datos, primero mostraremos los datos para 2007 y después para 2050.

Tabla 5.2.1. Empleos directos 2007: Energía eléctrica

Fuentes de generación de electricidad	Potencia instalada (MW)	Empleo por MW instalado	Empleos directos totales
Hidráulica < 10MW	1852	4.97	9204
Biomasa	396	13.55	5366
Eólica	15090	2.52	38027
Solar Fotovoltaica	638	44.98	28697
Biogás	166	17.40	2888
Solar termoelectrica	11	44.00	484
Empleos totales			84667

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de potencia instalada proporcionados por el Ministerio de Industria (MITYC, 2007) y por ISTAS (2008)

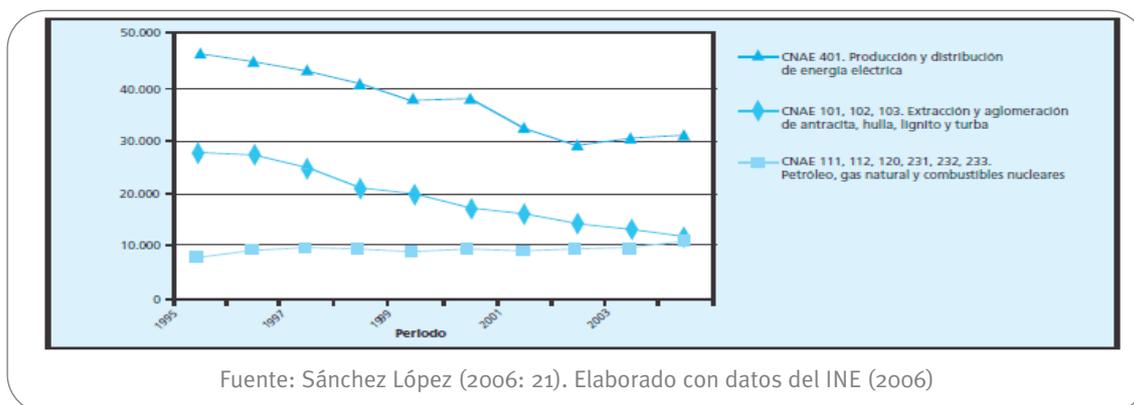
6 Aunque habría que tener en cuenta que la estabilidad laboral de las personas empleadas por las subcontratas puede ser menor.

Así pues, según los datos ofrecidos en la tabla 5.2.1, el sector que más empleos creó en el sector de la generación de energía eléctrica con fuentes renovables en 2007 fue el de la energía eólica, seguido de la energía solar fotovoltaica. Los datos pueden variar dependiendo de las ratios de empleo por MW instalado usados, por lo que más que la cifra en concreto, debemos resaltar el hecho de que el sector de las energías renovables es capaz de crear más empleo que las energías convencionales, Sánchez López (2006) e ISTAS (2008).

A modo de ejemplo, podemos contrastar las anteriores cifras de la tabla 5.2.1 (o los datos más conservadores aportados por el IDAE) con las cifras de generación de empleo directo de otros sectores energéticos, como el nuclear que contaba en 2005 con 4.124 empleados, de los cuales el 52,8% pertenecían a la plantilla fija de las centrales nucleares. Estas cifras de empleo en las centrales nucleares aumentaban a 10.930 durante el periodo de recarga de las centrales, de los cuales el 20% pertenecía a la plantilla de la central, CC.OO (2006). Según el Foro Nuclear, los trabajadores (empleados por contrata y de plantilla) ascendieron a 8.152 en 2007 (Foro Nuclear, 2008). Téngase en cuenta que en caso de dismantelar el parque nuclear español se perderían estos puestos de trabajo.

Una representación gráfica de la evolución en el empleo en el sector de las energías convencionales, como se ve reflejado en la siguiente figura:

Gráfico 5.2.1. Personas ocupadas en energías convencionales en España 1995-2005



Además, la generación de empleo por MW instalado de las energías renovables es más alta, en general, que la generación de empleo por MW instalado en las energías convencionales (ver por ejemplo Fankhauser et al., 2009; Kammen et al., (2006) o Sánchez López, (2006)). Así, el número de empleos generados a lo largo de la vida útil de las instalaciones según la fuente energética se puede observar en la siguiente tabla:

- 7 En el apéndice se muestran las estimaciones para un futuro 100% nuclear.
- 8 De acuerdo con las definiciones usadas en Sánchez López (2006), el empleo directo incluye el diseño, la I+D, la construcción, el montaje, la instalación, la operación y el mantenimiento de las instalaciones. El empleo indirecto por su parte comprende los suministros que empresas externas facilitan a estas instalaciones.
- 9 Como se puede observar, las estimaciones de empleo creado en el informe de ISTAS (2008) y en los datos de Fankhauser et al (2009) difieren. Si el empleo estimado en 2007 se hubiera calculado con los datos de la tabla

Tabla 5.2.2. Empleo medio a lo largo de la vida útil de la instalación (empleos/MW)

	Construcción, Manufactura e Instalación	Operación, Mantenimiento y procesado de combustible	Empleo total
Solar Fotovoltaica	5,76 - 6,21	1,20 - 4,80	7,41 - 10,56
Eólica	0,43 - 2,51	0,27	0,71 - 2,79
Biomasa	0,4	0,38 - 2,44	0,78 - 2,84
Carbón	0,27	0,74	1,01
Gas	0,25	0,7	0,95

Fuente: Traducido de Fankhauser (2009: 423) .⁹

Es decir, en la construcción, manufactura e instalación, las energías renovables emplearán más personas que las energías tradicionales por MW instalado. En la operación y el mantenimiento la tecnología solar fotovoltaica sigue siendo más intensiva en mano de obra que el carbón o el gas. Para el resto de las tecnologías el número de empleos por MW instalado en la fase de operación y mantenimiento puede ser menor que en el carbón o gas. En lo referente a los empleos directos totales (última columna de la tabla 5.2.2) si cogemos el punto medio del intervalo, las EERR serán más intensivas en mano de obra que las energías convencionales. En general, los estudios consultados coinciden en el hecho de que las energías renovables son más intensivas en mano de obra que los sectores energéticos convencionales. Esto es así en parte porque estas tecnologías no son todavía coste-efectivas y en parte porque la naturaleza de ciertas fuentes renovables (como la biomasa por ejemplo) implica que éstas continuarán necesitando en un futuro más mano de obra que las energías convencionales. Además, la vida útil de las instalaciones de EERR es, en media, más corta que la vida útil de las instalaciones de energías convencionales, lo cual implica una mayor necesidad de mano de obra para reemplazar dichas instalaciones.

Estos ratios sin embargo cambiarán al variar el grado de madurez de las distintas tecnologías por lo que aunque en este estudio supongamos que en 2050 los ratios de empleo por MW instalado serán los presentados por Fankhauser et al., (2009), así como los presentados por ISTAS para los escenarios de empleo en 2020, somos conscientes de que estos supuestos son aventurados al no disponer de datos de la evolución del empleo para las distintas opciones tecnológicas a tan largo plazo.

Como hemos visto, la transición hacia una energía eléctrica 100% renovable conllevará tanto la creación de empleo como la destrucción de empleo en aquellos sectores, como el de la energía nuclear, que pierdan fuerza o desaparezcan. El balance final del empleo en el sector energético lo determinará el peso de estas industrias y la intensidad de mano de obra de las mismas, Fankhauser et al., (2009). El efecto que la transición energética tendrá sobre el empleo en el conjunto de la economía dependerá de multitud de factores, entre los que destacan el precio de la energía eléctrica en 2050 para aquellas industrias más intensivas en energía, como por ejemplo la industria del cemento o la de producción de aluminio. Los datos que aquí se presentan son por tanto una visión parcial y están acotados por los supuestos anteriormente especificados.

Suponiendo que técnicamente es viable la transición energética propuesta y que la generación de empleo por MW instalado sigue siendo en 2050 la presentada en la tabla 5.2.2., así como la presentada por ISTAS para los escenarios de empleo en EERR en 2020, el empleo directo generado en 2050 podría ser el siguiente:

Tabla 5.2.3. Empleos directos 2050: Escenario de demanda alta

Tecnologías	Potencia instalada (MW)	Ratio empleo/MW		Empleos generados		
		C, M, I	O&M	C, M, I	O & M	Empleos directos
Solar fotovoltaica	23,000	6.21	1.2	142,830	27,600	170,430
Eólica	50,000	0.43	0.27	21,500	13,500	35,000
Termosolar	47,000	6.58	0.42	309,260	19,740	329,000
Biomasa	20,000	0.4	0.38	8,000	7,600	15,600
Geotérmica	500	0.27	0.74	135	370	505
Olas	2,000	0.43	0.27	860	540	1,400
Minihidráulica	2,230	3.73	0.24	8,318	535	8,853
TOTAL						560,788

Tabla 5.2.4. Empleos directos 2050. Escenario de demanda media

Tecnologías	Potencia instalada (MW)	Ratio empleo/MW		Empleos generados		
		C, M, I	O&M	C, M, I	O & M	Empleos directos
Solar fotovoltaica	10,000	6.21	1.2	62,100	12,000	74,100
Eólica	37,000	0.43	0.27	15,910	9,990	25,900
Termosolar	31,000	6.58	0.42	203,980	13,020	217,000
Biomasa	7,000	0.4	0.38	2,800	2,660	5,460
Geotérmica	300	0.27	0.74	81	222	303
Olas	1,000	0.43	0.27	430	270	700
Minihidráulica	2,230	3.73	0.24	8,318	535	8,853
TOTAL						332,316

Tabla 5.2.5. Empleos directos 2050: Escenario de demanda baja

Tecnologías	Potencia instalada (MW)	Ratio empleo/MW		Empleos generados		
		C, M, I	O&M	C, M, I	O & M	Empleos directos
Solar fotovoltaica	10,000	6.21	1.2	62,100	12,000	74,100
Eólica	37,000	0.43	0.27	15,910	9,990	25,900
Termosolar	31,000	6.58	0.42	203,980	13,020	217,000
Biomasa	7,000	0.4	0.38	2,800	2,660	5,460
Geotérmica	300	0.27	0.74	81	222	303
Olas	1,000	0.43	0.27	430	270	700
Minihidráulica	2,230	3.73	0.24	8,318	535	8,853
TOTAL						332,316

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de potencia instalada de García Casals (ver capítulo 3 del presente informe) así como los datos más conservadores de la tabla 5.2.2, los datos de ratios por MW instalado proporcionados por ISTAS (2008) para las estimaciones en 2020 de termosolar y minihidráulica y asumiendo que los ratios para la producción de energía geotérmica serán equivalentes a los de una central de carbón. Para olas, asumimos que los ratios de empleo por MW instalado son equivalentes a los de la energía eólica. Las siglas C, M, I corresponden a la construcción, manufactura e instalación, mientras que las siglas O y M corresponden a la operación, el mantenimiento de las instalaciones y el procesado de combustible. El número total de empleos directos en cada tabla ha sido redondeado.

Así pues, el número de empleos directos generados podría oscilar entre 137.986 y 560.788 personas en la generación de energía eléctrica.¹⁰ Si contabilizamos también los empleos indirectos que se pueden crear, utilizando el ratio de creación de empleos indirectos de 1.12 empleos indirectos creados por cada empleo directo (Nieto Sainz, 2008:10) y suponiendo que esta se mantiene a largo plazo, los empleos indirectos creados serían 154.544 para un escenario de demanda de energía eléctrica baja, 372.194 para un escenario de demanda energética media y 628.083 para un escenario de demanda de energía eléctrica alta.

En resumen, el total de empleos (directos e indirectos) creados en la generación de energía eléctrica en España, con los escenarios y supuestos antes citados podría oscilar entre 292.531 y 1.188.871. Dada la naturaleza parcial de los datos es necesario resaltar que una imagen más global de lo que supondría este nuevo modelo energético renovable podría derivarse del uso de tablas input – output que mostrasen los efectos de esta transición energética en el conjunto de la economía española (Fankhauser et al., 2009).

Aun sin tener datos específicos de lo que pueden suponer cuatro décadas de investigación, desarrollo e innovación, podemos esperar un salto cualitativo y cuantitativo en las EERR. Este efecto se verá amplificado por las políticas de apoyo de los gobiernos a este sector. Todo ello estará enmarcado en el esfuerzo conjunto en materia de lucha contra el cambio climático que implicará a todos los sectores y agentes sociales. Las oportunidades de liderazgo y posicionamiento estratégico que España ha tenido hasta la fecha en este ámbito deberían animar al gobierno a seguir apoyando un futuro renovable, pero sin olvidar el coste de oportunidad que ello implica.

5.3. Coste de la transición energética hacia un futuro 100% renovable

En este apartado evaluamos el coste de la transición del sector energético hacia un sector en el que el 100% de la producción de energía eléctrica proviene de fuentes renovables. Definimos el coste de la transición como el coste de instalación de la capacidad necesaria para lograr los escenarios de 100% renovables. Por lo tanto nos concentramos en el coste de capital y la capacidad necesaria para cubrir el programa. Este capítulo no debe entenderse como un análisis coste beneficio del programa, dado que no estudiamos el total de los beneficios y tampoco evaluamos la operación del programa. Por tanto este apartado únicamente se ocupa de calcular cuánto cuesta poner en marcha estos escenarios.

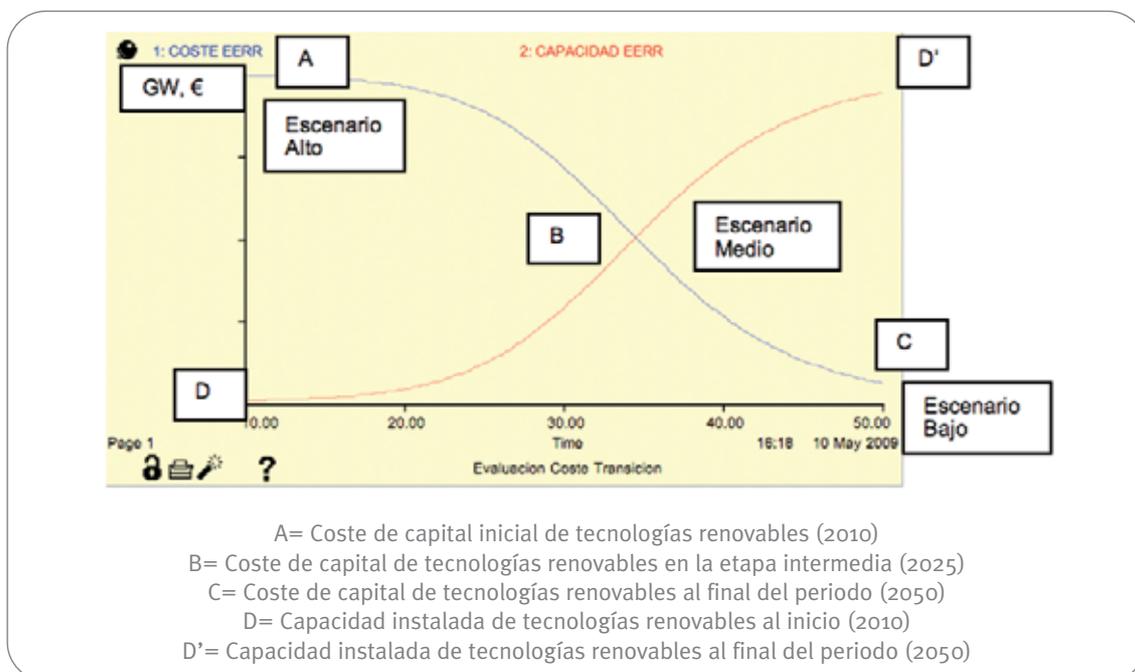
Idealmente, el cálculo de este coste, que nosotros llamamos de transición, se tendría que hacer calculando el valor presente del coste por GW instalado en cada periodo. El coste de capital, sin embargo, no es una variable estática. Esperamos que este coste disminuya, como sucede cuando primero se adoptan y más tarde se generaliza el uso de nuevas tecnologías; esta reducción del coste sucede de manera más pronunciada en los primeros periodos, estabilizándose al final del periodo en cuestión, siguiendo una forma de curva “s” invertida. Asimismo, la construcción e instalación de capacidad de fuentes renovables esperaríamos que se hiciera gradualmente en el periodo de 40 años que estamos analizando, siguiendo de manera análoga una curva con forma de “s”: proporcionalmente menos GW instalados mientras las plantas actuales tengan vida útil, aumentando drásticamente cuando estas se comiencen a retirar y estabilizándose de nuevo al final del periodo. Logísticamente sería muy problemático instalar toda esta capacidad en los últimos años del periodo.

Sin embargo no tenemos certidumbre sobre cual será el comportamiento en el futuro de ninguna de las dos variables, coste de capital y capacidad nueva instalada. Debido a esta incertidumbre en este capítulo presentamos tres escenarios parciales, que juntos pueden proporcionar a los agentes decisores un marco de

10 El análisis se limita a las tecnologías presentadas en las tablas 5.2.3, 5.2.4 y 5.2.5 debido a que los datos de empleo generado por MW instalado de las principales referencias en la materia se refieren a estas tecnologías

referencia en la toma de decisiones. Estos tres escenarios son “fotos” del coste de transición en tres diferentes periodos del proceso. El gráfico 1 muestra la problemática.

Gráfico 5.3.1 Evolución esperada de Costes y Capacidad instalada de EERR



Calculamos el escenario alto, suponiendo que la transición sucediera de la noche a la mañana en el presente, y por tanto a costes actuales. La ventaja de este escenario es la certidumbre de utilizar datos reales en los costes. La desventaja es que es un escenario demasiado conservador ya que no considera una muy probable reducción en el coste de tecnologías renovables, tal y como sucede cuando tecnologías nuevas se adoptan y difunden. El escenario intermedio considera costes pronosticados para el 2025. La ventaja de este escenario es que el coste pronosticado es más factible por estar más cercano al presente y también que, como mencionamos antes, es muy probable que el grueso de la construcción e instalación de estas tecnologías sea a estos precios. Por lo tanto es nuestro escenario intermedio y el que recomendamos. El escenario bajo, u optimista, utiliza costes probables en el año 2050 de las tecnologías renovables, como si el proceso de adopción y difusión de estas tecnologías hubiera sido exitoso. Esta es una posibilidad, pero no la única. Al igual que con el escenario alto, presuponemos que la construcción e instalación se hace de un día para otro, subestimando costes de depreciación que van teniendo las plantas nuevas, así como problemas de logística de un proyecto tan ambicioso.

En el capítulo 3 se manejan diferentes escenarios de demanda. Cada escenario de costes de transición lo presentamos como rango con el fin de incorporar diferentes supuestos de demanda. Diferenciamos dos tipos de coste, el financiero y el económico. El coste financiero es la cantidad de dinero que se tiene que desembolsar para “comprar” la capacidad propuesta. El coste económico considera el “ahorro” en inversiones futuras no realizadas en tecnologías tradicionales.¹¹ En base a esto, el coste de transición hacia 100% renovables lo estimamos de acuerdo a la información que se presenta en la siguiente tabla:

¹¹ Para ilustrar y clarificar este punto, pensemos por ejemplo que estas tecnologías se venden o se traspasan a precios de mercado.

Tabla 5.3.1 Costes de transición de acuerdo a diferentes costes de tecnología

Coste transición (Millones de Euros)	Costes de tecnología		Promedio
	Minimo	Maximo	
Alto (Costes actuales)			
Coste financiero	123,903	571,183	347,543
Coste económico	69,305	516,585	292,945
Medio (Costes 2025)			
Coste financiero	5,400	101,011	53,206
Coste económico	-	15,752	79,859
Bajo (Costes 2050)			
Coste financiero	38,725	166,077	102,401
Coste económico	2,201	129,553	65,877

Fuente: Cálculos propios tomando como base los escenarios de capacidad propuestos en el capítulo 3, y datos de coste de capital de García-Casals (2005) e Islas et al., (2003)

Otro resultado importante es que con el mix de capacidad que se propone, y suponiendo que el precio¹² en el largo plazo es igual al coste marginal a largo plazo, el precio de la electricidad lo dictará la tecnología más cara que atienda el último punto de la demanda. De acuerdo a supuestos de García-Casals (2005), esta tecnología sería la fotovoltaica. La columna “tasa de crecimiento” muestra el cambio porcentual entre los costes actuales y futuros para clarificar la variación que asumimos por tecnología.

Tabla 5.3.2 Costes de operación y mantenimiento actuales y futuros

Tecnología	Costes operación y mantenimiento c€/KWh		Tasa de crecimiento
	Actuales	2050	
Fotovoltaicas	3,81	3,17	-17%
Gas	0,35	3,35	857%
Olas	14,41	1,73	-88%
Hidráulicas	2,42	1,74	-28%
Geotérmica	4,00	1,50	-63%
Nuclear	0,94	8,94	851%
Viento	0,88	0,58	-34%
Biomasa	0,80	0,42	-48%
Termosolar	2,80	0,40	-86%

Fuente: García-Casals (2005:20)

5.3.1 Proceso de estimación

El principal supuesto para calcular la transición es que esta sucede de la noche a la mañana. Esto es, no incorporamos en el análisis la variable tiempo de instalación y construcción de capacidad de fuentes renovables. Asimismo suponemos que la supresión de la energía nuclear y de los combustibles fósiles sucede de un día para otro. Esto sería equivalente a decir que la capacidad instalada se vende o se traspa y se evita el coste de mantener activas estas tecnologías.

¹² Estamos hablando de precio promedio, ya que por la naturaleza misma de los mercados eléctricos, en donde no se puede almacenar la energía, los precios tienden a ser muy volátiles y con mucha diferencia entre periodos de demanda pico, valle y base. Asimismo, asumimos que la capacidad que se propone en el capítulo 3 considera un margen de reserva adecuado de tal forma que la escasez de capital no sea un factor en la estimación del precio, y este sea establecido por el coste de generación solamente.

Estimamos las inversiones adicionales que tendrán que realizarse para que al final del periodo, en 2050, el mix de capacidad sea la que se propone en el capítulo 3, como escenarios de demanda alta, media y baja. De esta forma ignoramos los tiempos de construcción y la depreciación de la capacidad que se tendría que añadir todos los años para llegar al 2050 con la capacidad instalada deseada. De tal forma, por un lado subestimamos la cuantía de las inversiones que se tienen que realizar, pero por otra parte también sobrestimamos el precio de la capacidad, ya que esperamos que con el uso generalizado, economías de escala y aprendizaje de las nuevas tecnologías, el coste de capital de éstas tienda a bajar.

La tabla siguiente muestra esquemáticamente el cálculo de estimación en base al gráfico 5.3.1. También presenta los supuestos a favor y en contra, así como un balance de cada escenario.

Tabla 5.3.3 Costes de generación actuales y futuros

Escenario	Cálculo	Sobreestimación	Subestimación	Balance
Alto	$A \times (D'-D)$	No considerar una caída esperada en el coste de las tecnologías debido a avances tecnológicos y economías de escala	No considera tiempo de construcción, depreciación de capacidad nueva y otras inversiones paralelas necesarias	Certidumbre, pero debe tomarse como el techo del coste de la transición
Medio	$B \times (D'-D)$		No considera depreciación futura ni el efecto que tendrá una mayor demanda de EERR en el coste de capital	Costes son futuros pero menos inciertos. Potencialmente la mayor parte de las inversiones ocurren en este periodo
Bajo	$C \times (D'-D)$		Proporcionalmente menos capacidad se construirá a estos precios	Reconoce avances tecnológicos en energías renovables

Consideramos que los costes de pasar de la noche a la mañana a un modelo 100% renovable, son solamente costes de capital en la instalación. Se excluyen los costes extras como serían los costes de transmisión y construcción de las instalaciones. La tabla 1 introduce la situación inicial y los escenarios futuros para el año 2050.

Tabla 5.3.4 Comparación del mix de capacidad de generación presente y futura

Tecnología	Composicion actual GW	Composicion 2050 GW		
		Alto	Medio	Bajo
Carbon	14.5	0	0	0
Petroleo	10.1	0	0	0
Gas	24.7	0	0	0
Nuclear	7.4	0	0	0
Hidraulica **	18.1	24.8	24.3	24
Eolica	16.7	50	37	28
Fotovoltaicas	0.2	23	10	6
Termosolar*	0.2	47	31	9
Biomasa*	0.2	20	7	2
Geotérmica *	0.2	0.5	0.3	0.3
Olas *	0.2	2	1	0.3
		0	0	0
Total	92.2	147.3	103.6	67.6

* Estas tecnologías renovables aparecen bajo el concepto de "Otras tecnologías" y ascienden a un monto de 1 GW.

Asumimos una participación homogénea para fines de comparación.

** Incluye todas las categorías de hidroeléctricas

Fuente: Cálculos propios tomando como base los escenarios propuestos en el capítulo 3

Para llegar al mix de capacidad propuesta en los diferentes escenarios es necesario suprimir la energía nuclear y las tecnologías que utilizan combustibles fósiles. Esta acción implica por tanto no sólo añadir capacidad renovable al parque de generación, sino también reemplazar las tecnologías existentes. La tabla siguiente muestra la cuantía de inversiones y desinversiones necesarias para llegar a dicho mix.

Tabla 5.3.5 Instalación en GW necesarias para alcanzar el mix propuesto

Tecnología	Inversiones GW		
	Alta	Media	Baja
Carbon	-14.5	-14.5	-14.5
Petroleo	-10.1	-10.1	-10.1
Gas	-24.7	-24.7	-24.7
Nuclear	-7.4	-7.4	-7.4
Hidro	6.7	6.2	5.9
Viento	33.3	20.3	11.3
Fotovoltaicas	22.8	9.8	5.8
Termosolar	46.8	30.8	8.8
Biomasa	19.8	6.8	1.8
Geotérmica	0.3	0.1	0.1
Olas	1.8	0.8	0.1
Total	55.1	11.4	- 24.6

Fuente: Cálculos propios tomando como base los escenarios propuestos en el capítulo 3

En base a información propuesta en García-Casals (2005) y de Islas et al., (2003) tomamos los costes de capital por tecnología que se presenta en la siguiente tabla. En caso de que los datos de costes se presentaran como rango, tomamos el punto intermedio. Si hubiera diferentes categorías dentro de la misma tecnología (por ejemplo eólica terrestre plano, terreno accidentado o marina) tomamos el valor menor si se trata de tecnologías renovables y el mayor si es que se trata de tecnologías convencionales.

Tabla 5.3.6 Costes de capital asumidos para la transición

Tecnología	Coste de capital millones euros/GW Actual	Coste de capital millones euros/GW 2025	Coste de capital millones euros/GW 2050
Carbon	1,342	930	ND
Petroleo	595	595	ND
Gas	520	328	520
Nuclear	2,200	1,623	3,200
Hidraulica	2,500	1,342	1,800
Viento	880	518	481
Fotovoltaica	8,114	1,151	962
Termosolar	4,439	1,855	1,373
Biomasa	6,223	1,123	2,503
Geotérmica	5,831	916	1,729
Olas	3,600	ND	825

Fuente: Costes actuales y para el 2050 fueron tomados de García-Casals (2005) y los costes en el 2025 fueron tomados de Islas et al. (2003). ND quiere decir dato no disponible.

Las siguientes tablas presentan el desglose de costes e inversiones necesarias de acuerdo a escenarios de demanda alta, media y baja, y costes de transición actuales, a 2025 y 2050.

Tablas 5.3.7 Coste de inversión en la transición a costes actuales de capital

Tecnología	Coste de capital millones euros/GW Actual	Cuantía de inversión millones de euros		
		Alto	Medio	Bajo
Carbon	1,342	- 19,463	- 19,463	- 19,463
Petroleo	595	- 6,011	- 6,011	- 6,011
Gas	520	- 12,844	- 12,844	- 12,844
Nuclear	2,200	- 16,280	- 16,280	- 16,280
Hidraulica	2,500	16,750	15,500	14,750
Viento	880	29,304	17,864	9,944
Fotovoltaica	8,114	185,270	79,788	47,332
Termosolar	4,439	207,893	136,869	39,211
Biomasa	6,223	123,423	42,524	11,409
Geotérmica	5,831	1,944	777	777
Olas	3,600	6,600	3,000	480
Coste financiero total		571,183	296,322	123,903
Coste economico		516,585	241,724	69,305

Fuente: Elaboración propia con datos de García-Casals (2005)

Tablas 5.3.8 Coste de inversión en la transición a precios 2025

Tecnología	Coste de capital millones euros/GW 2025	Cuantía de inversión millones de euros		
		Alto	Medio	Bajo
Gas	328	- 4,760	- 4,760	- 4,760
Nuclear	1,623	- 16,392	- 16,392	- 16,392
Hidraulica	1,342	- 33,154	- 33,154	- 33,154
Viento	518	- 3,831	- 3,831	- 3,831
Fotovoltaica	1,151	7,708	7,133	6,788
Termosolar	1,855	61,758	37,649	20,957
Biomasa	1,123	25,639	11,042	6,550
Geotérmica	916	42,890	28,237	8,090
Olas	ND			
Coste financiero total		101,011	47,076	5,400
Coste economico		79,859	25,924	- 15,752

Fuente: Elaboración propia con datos de Islas et al. (2003)

Nota: El coste financiero y económico no lo incluye la categoría de Olas ya que no encontramos datos disponibles. Por tanto el coste financiero y económico está subestimado.

Tablas 5.3.9 Coste de inversión en la transición a precios 2050

Tecnología	Coste de capital millones euros/GW 2050	Cuantía de inversión millones de euros		
		Alto	Medio	Bajo
Gas	520	- 12,844	- 12,844	- 12,844
Nuclear	3,200	- 23,680	- 23,680	- 23,680
Hidraulica	1,800	12,060	11,160	10,620
Viento	481	16,017	9,764	5,435
Fotovoltaica	962	21,966	9,460	5,612
Termosolar	1,373	64,302	42,334	12,128
Biomasa	2,503	49,643	17,104	4,589
Geotérmica	1,729	576	231	231
Olas	825	1,513	688	110
Coste financiero total		166,077	90,740	38,725
Coste economico		129,553	54,216	2,201

Fuente: Elaboración propia con datos de García-Casals (2005)

Por lo tanto, el coste financiero de la transición oscilaría (en promedio) entre 102.401 millones de euros y 347.543 millones de euros. El coste económico por su parte oscilaría entre 65.877 millones de euros y 292.945 millones de euros tal y como refleja la tabla 5.3.1.

5.4. Oportunidades estratégicas en los mercados internacionales

Uno de los principales beneficios potenciales de apoyar un programa ambicioso de transformación del sector energético hacia fuentes renovables sería el adelantarse a otros países competidores en lo que podría convertirse en un mercado potencial muy grande y atractivo. Si España concreta este programa de transición podría aventajar a otros competidores en este mercado. Para calcular cuál sería el potencial beneficio para España tendríamos que saber el tamaño del mercado potencial y la participación que podría tener España en este mercado. En este apartado nos concentramos en la primera parte: cuál podría ser el tamaño de mercado de energías renovables en el futuro. Pronosticar cuál será la participación de España en este mercado es difícil ya que como en cualquier mercado nuevo, la participación dependerá no solamente de las acciones tomadas por España, sino también por la reacción de otros competidores importantes –actualmente, por ejemplo Alemania o Dinamarca, y potencialmente otros países que no se quedarían de brazos cruzados, como Estados Unidos, Gran Bretaña, Francia, China y la India.

De acuerdo con nuestros cálculos, sin embargo, el mero tamaño futuro del mercado renovable merece tomar decisiones estratégicas en esta dirección. En base al informe de Greenpeace “Energy Revolution” donde se presentan dos escenarios energéticos,¹³ estimamos el posible aumento en la capacidad instalada de energías renovables y calculamos el valor del mercado, en base a los costes de instalación que habría en el año 2050.¹⁴ Presentamos dos escenarios: el primero sigue la tendencia actual (escenario ref), y la segunda considera un impulso mundial hacia las tecnologías renovables (Escenario R).

En base a esto, el mercado mundial para tecnologías renovables se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 5.4.1 Tamaño de mercado potencial mundial de tecnologías renovables

Capacidad instalada mundial GW	Año				Mercado potencial M€ Escenario de referencia	Mercado potencial (M€) Escenario-R
	2010	2050	2010	2050		
Tecnología	Escenario de referencia		Escenario -R			
Hidro	989	1711	978	1565	1,299,600	1,056,600
Viento	124	593	164	2733	225,589	1,235,689
FV centrales	10	153	21	2911	137,566	2,780,180
Termosolar	2	17	5	801	20,595	1,092,908
Biomasa	70	203	95	620	332,899	1,314,075
Geotérmica	11	36	14	276	43,225	452,998
Olas	0	9	1	194	7,425	159,225
TOTAL					2,066,899	8,091,675

Fuente: Cálculos propios con datos de Greenpeace y costes de instalación de García Casals (2005) para 2050 (ver tabla 5.3.6)

Para poner en perspectiva esta información, las siguientes tablas muestran el tamaño de mercado potencial en las diversas áreas de influencia española. Las principales, Europa y Latinoamérica y, potencialmente, Estados Unidos y Canadá. También mostramos el potencial mercado de energías renovables en África. África podría ser estratégica en el desarrollo de estas tecnologías, especialmente la tecnología termosolar.

13 primero los escenarios energéticos calculados por la Agencia Internacional de la Energía para 2030 publicados en el World Energy Outlook (WEO, 2007) y que Greenpeace extrapola a 2050 (escenario ref) y más tarde los escenarios energéticos que Greenpeace propone como objetivo a alcanzar en 2050 si queremos reducir la generación de GEI un 50% por debajo de los niveles de emisiones de 1990 (Escenario R)

14 Consúltense el apartado anterior para una discusión acerca de los costes potenciales en el 2050. Los datos que utilizamos son los mismos que en el apartado anterior.

Tabla 5.4.2 Tamaño de mercado potencial en Europa de tecnologías renovables

Capacidad instalada Europa OCDE GW	Año				Mercado potencial M€ Escenario de referencia	Mercado potencial (M€) Escenario-R
	2010	2050	2010	2050		
Tecnología	Escenario de referencia		Escenario -R			
Hidro	187	227	174	182	72,000	14,400
Viento	64	207	87	333	68,783	118,326
FV centrales	5	47	10	357	40,404	333,814
Termosolar	1	8	1	31	9,611	41,190
Biomasa	30.9	50.5	37	88	49,059	127,653
Geotérmica	1	3	2	26	3,458	41,496
Olas	0	5	0	15	4,125	12,375
TOTAL					247,440	689,254

Fuente: Cálculos propios con datos de Greenpeace y costes de instalación de García Casals (2005) para 2050 (ver tabla 5.3.6)

Tabla 5.4.3 Tamaño de mercado potencial en Latinoamérica de tecnologías renovables

Capacidad instalada Latinoamérica GW	Año				Mercado potencial M€ Escenario de referencia	Mercado potencial (M€) Escenario-R
	2010	2050	2010	2050		
Tecnología	Escenario de referencia		Escenario -R			
Hidro	157	302	159	179	261,000	36,000
Viento	2	15	3	274	6,253	130,351
FV centrales	0	4	1	114	3,848	108,706
Termosolar	0	1	0	31	1,373	42,563
Biomasa	4.6	11.4	11	75	17,020	160,192
Geotérmica	0	3	1	16	5,187	25,935
Olas	0	0	0	7	0	5,775
TOTAL					294,681	509,522

Fuente: Cálculos propios con datos de Greenpeace y costes de instalación de García Casals (2005) para 2050 (ver tabla 5.3.6)

Tabla 5.4.4 Tamaño de mercado potencial en Norteamérica de tecnologías renovables

Capacidad instalada Norteamérica GW	Año				Mercado potencial M€ Escenario de referencia	Mercado potencial (M€) Escenario-R
	2010	2050	2010	2050		
Tecnología	Escenario de referencia		Escenario -R			
Hidro	189	192	192	246	5,400	97,200
Viento	28	136	35	504	51,948	225,589
FV centrales	2	26	2	577	23,088	553,150
Termosolar	1	4	2	164	4,119	222,426
Biomasa	20	51	25	153	77,593	320,384
Geotérmica	4	11	6	118	12,103	193,648
Olas	0	3	1	51	2,475	41,250
TOTAL					176,726	1,653,647

Fuente: Cálculos propios con datos de Greenpeace y costes de instalación de García Casals (2005) para 2050 (ver tabla 5.3.6)

Tabla 5.4.5 Tamaño de mercado potencial en África de tecnologías renovables

Capacidad instalada África GW	Año				Mercado potencial M€ Escenario de referencia	Mercado potencial (M€) Escenario-R
	2010	2050	2010	2050		
Tecnología	Escenario de referencia		Escenario -R			
Hidro	24	87	24	45	113,400	37,800
Viento	1	12	1	51	5,291	24,050
FV centrales	0	3	0	175	2,886	168,350
Termosolar	1	1	1	100	0	135,927
Biomasa	0.6	10.0	1	8	23,528	17,521
Geotérmica	0	2	0	6	3,458	10,374
Olas	0	0	0	4	0	3,300
TOTAL					148,563	397,322

Fuente: Cálculos propios con datos de Greenpeace y costes de instalación de García Casals (2005) para 2050 (ver tabla 5.3.6)

En nuestra opinión, en la creación de estos potenciales mercados será de vital importancia las regulaciones y los acuerdos internacionales que suscriban los diferentes gobiernos.

La apuesta que hace el gobierno español es una apuesta arriesgada y potencialmente costosa pero que tiene el potencial de ser muy lucrativa, si es que los mercados de energía renovable aumentan y España mantiene el liderazgo mostrado en la primera etapa de desarrollo de estas tecnologías.

5.5. Conclusiones

En el presente capítulo hemos presentado algunas de las principales consecuencias que un futuro 100% renovable podría tener para la economía española. Como se puede observar estas consecuencias son plenamente positivas.

Los datos más relevantes que hemos presentado a lo largo de este capítulo se pueden resumir en los siguientes puntos:

- El empleo generado de forma directa e indirecta por un sistema en el que la energía eléctrica fuese 100% renovable puede oscilar entre los 282.531 y los 1.188.781 empleos dependiendo del escenario de demanda de energía eléctrica que analicemos.
- El coste financiero de la transición al nuevo modelo energético puede oscilar entre un promedio de 102.401 millones de euros hasta un promedio de 347.543 millones de euros. Estas inversiones son claramente menores que si tuviéramos que cubrir la demanda con energías convencionales o con un 100% de energía nuclear.
- El mercado mundial potencial al que puede tener acceso España es del orden de entre 2,06 billones de euros hasta 8,09 billones de euros.

Por último, creemos que es fundamental resaltar que los escenarios presentados podrían darse siempre y cuando haya un marco regulador que, a través de iniciativas de mandato y control, entre otras, asegure el 100% de renovables. En caso de no desarrollarse dicho marco regulatorio es altamente improbable que el sector privado alcanzase por si solo el escenario propuesto.

Apéndice: Costes de un escenario 100% nuclear

El debate actual en España y el mundo, lanzado por el lobby nuclear a favor de la energía nuclear pretende hacer creer que esta energía podría resolver los problemas del futuro por si solo. Aunque la tecnología actual no permite cubrir el 100% de la demanda con energía nuclear imaginemos que fuéramos a ese escenario y comparémoslo con el 100% renovables que aquí proponemos.

Tomando como base la capacidad necesaria para cubrir los escenarios de demanda alta, media y baja que se proponen en el capítulo tres, calculamos el impacto sobre el empleo al igual que el coste de la transición de tener un sector eléctrico 100% nuclear. De forma similar a como lo hicimos para calcular la transición hacia 100% renovables, estimamos la capacidad necesaria para llegar a este mix, y calculamos el valor de estas inversiones tomando únicamente los costes de capital. Se presentan los costes de capital de diferentes fuentes para su comparación.

Tabla A.1 Capacidad instalada y capacidad necesaria para un futuro 100% nuclear

Capacidad instalada en GW				
	Actual	2050 Demanda alta	2050 Demanda Media	2050 Demanda baja
Nuclear	7.4	147.3	103.6	67.6
Inversiones		139.9	96.2	60.2

Fuente: Estimaciones basadas en la capacidad instalada propuesta en el capítulo 3

Tabla A. 2. Empleos directos, indirectos y totales para un futuro 100% nuclear

Empleo en el escenario 100% nuclear	Potencia instalada (MW)	Ratio empleo/MW		Empleos generados					
		C, M, I	O, M	C, M, I	O & M	Empleos directos	Empleos indirectos	Empleos totales	
2050 demanda alta	139900	1.4	0.25	195,860	34,975	230,835	258,535	489,370	
2050 demanda media	96200	1.4	0.25	134,680	24,050	158,730	177,778	336,508	
2050 demanda baja	60200	1.4	0.25	84,280	15,050	99,330	111,250	210,580	

Fuente: Estimaciones basadas en la capacidad instalada propuesta en el capítulo 3. Ratio de empleo en construcción, mantenimiento e instalación (C, M, I) calculado a partir de la información proporcionada por EESI (2008). Ratio de empleo en operación y mantenimiento (O,M) calculado en base a los datos de Foro Nuclear (2008) y MITYC (2007). Estimación de empleos indirectos generados por la energía nuclear en base a una ratio de 1.12 empleos indirectos por cada empleo directo. Téngase en cuenta que, al igual que hicimos en la estimación de los empleos en las EERR, hemos usado los datos más conservadores cuando disponíamos de un rango de datos. Además, suponemos que los datos de empleo actuales son representativos de los empleos que se generaran en la industria nuclear en el futuro.

Tabla A.3 Inversiones necesarias para alcanzar un futuro 100% nuclear ¹⁵

Cuantía de inversión en instalación de capital (millones €)				
Fuente	Costes de capital Nuclear millones€/GW	2050 Demanda alta	2050 Demanda Media	2050 Demanda baja
U. Chicago	1.250	174.875	120.250	75.250
MIT	1.471	205.735	141.471	88.529
EIA	1.532	214.273	147.342	92.203
Garcia-Casals actuales	1.618	226.309	155.618	97.382
Garcia-Casals futuros	2.353	329.176	226.353	141.647
Islas et.al	1.556	217.668	149.676	93.664
Promedio	1.629,78	228.006	156.785	98.113

Fuente: University of Chicago (2004), MIT (2003), EIA citado en informe WNA (sin fecha), García-Casals (2005) e Islas et al., (2003)

Por lo tanto, si la transición se hiciera hacia un 100% nuclear, sólo se generarían entre 210.580 y 489.370 empleos, la mitad de los estimados para un 100% renovables. El coste de instalar toda la capacidad necesaria para satisfacer nuestra demanda energética futura con un 100% de energía nuclear supondría una inversión de entre 75.250 millones de euros y 329.176 millones de euros, que es similar al escenario renovable. La variación en las cifras se debe tanto a los distintos escenarios de demanda como a los distintos costes presentados en la tabla A.2.

Además del saldo económico positivo a favor de las energías renovables frente a la energía nuclear, hay otras variables con impacto económico que tienen un peso importante a la hora de decidir nuestro modelo energético futuro. Entre ellas, el mayor potencial en la generación de empleos de las energías renovables (ver apartado 5.2 y tabla A.2), el nada despreciable potencial de las renovables en el comercio internacional (ver apartado 5.4)., y sobre todo, el alto coste de la gestión de los residuos, muchas veces ignorado en los cálculos y los debates públicos. ¹⁶

El 6º Plan General de Residuos Radiactivos ofrece una estimación de los costes de gestión de los residuos hasta 2070 con la potencia instalada en la actualidad. Si esta potencia se multiplicase para cubrir toda la demanda al 100% con energía nuclear, también lo harían los costes pudiendo alcanzar entre 105.943 y los 246.205 millones de euros al año dependiendo del escenario de demanda analizado. Teniendo en cuenta que los residuos generados por las renovables tienen un coste cercano a cero, la cuestión de los residuos zanja definitivamente el debate en contra de la energía nuclear.

¹⁵ Téngase en cuenta no obstante que según las estimaciones que se publicarán próximamente por el MIT, el coste de la energía nuclear ascenderán a 4.000\$/KW, por lo que las cifras estimadas en la tabla A.3 son una subestimación de los costes de inversión. Véase Coderch (2009)

¹⁶ que deberán ser gestionados y por tanto financiados durante miles de años

Tabla A. 4. Resumen de costes (miles de ? 2006)

CONCEPTO	REAL HASTA 31/12/2005	ESTIMADO 2006	PRESUPUESTO 2007-2010	ESTIMADO 2011-2070	TOTAL
Gestión RBMA	583.397	31.686	115.211	896.392	1.626.687
Gestión CG/RAA	1.399.732	59.838	520.333	4.264.797	6.244.700
Clausura	295.818	21.888	66.933	2.230.152	2.614.791
Otras actuaciones	37.196	777	2.601	14.250	54.825
I+D	161.138	6.165	26.499	165.000	358.802
Estructura	660.863	30.733	106.235	1.325.520	2.123.352
TOTAL	3.138.144	151.088	837.813	8.896.111	13.023.156

Fuente: MITYC (2006:163)

BIBLIOGRAFÍA

- AEMA (2009), Señales de la AEMA 2009. Cuestiones medioambientales de capital importancia para Europa. Disponible on-line en: <http://www.eea.europa.eu/es/publications/signals-2009>
- Blanco Silva, F. (2004), Aumento de la demanda de empleo en energías renovables. Revista Galega de Economía, vol. 13, núm. 1-2 (2004), pp. 1-11.
- BOE, Real Decreto 40/2009 de 23 de enero. Disponible on-line en: www.boe.es/boe/dias/2009/01/24/pdfs/BOE-A-2009-1170.pdf
- Bower, J. (2003). UK off-shore wind generation capacity: A return to picking winners? Oxford Energy Comment. Oxford Institute for Energy Studies.
- Calzada Álvarez, G. et al (2009), Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources. Universidad Rey Juan Carlos.
- CC.OO (2006). Consideraciones de la confederación sindical de comisiones obreras: mesa de dialogo sobre la evolución de la energía nuclear en España. Mayo.
- Coderch, M. (próxima aparición), El Interrogante Nuclear, Working Paper, Real Insituto Elcano
- Daniel M. Kammen, Kamal Kapadia, and Matthias Fripp (2006) Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate? RAEI Report, University of California, Berkeley (2004) Corrected (January 2006). Disponible on-line en: <http://socrates.berkeley.edu/~rael/papers.html>
- EESI (2008), jobs from Renewable Energy and Energy Efficiency, Environmental and Energy Study Institute. Fact Sheet. October 22.
- Fankhauser, S. Sehleier, F. and Stern, N. (2009), Climate change, innovation and jobs. Climate Policy 8: 421-429.
- Foro nuclear (2008), Energía 2008. Foro de la industria nuclear española. Disponible en: www.foronuclear.org
- García Casals, X. (2005), Renovables 100%. Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica. Greenpeace. Disponible on-line en: <http://www.greenpeace.org/espana/reports/informes-renovables-100>
<http://www.greenpeace.org/raw/content/espana/reports/resumen-de-costes-100-renovab.pdf>

- García Casals, X. (2005), Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular. Greenpeace. Disponible on-line: <http://www.greenpeace.org/espana/reports/informes-renovables-2050>
- Giddens, A. (2009). The Politics of Climate Change. Polity Press. Londres.
- Greenpeace (2008), Energy (r)evolution. A sustainable global energy Outlook. Disponible on-line en: <http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/energyrevolutionreport.pdf>
- <http://www.appa.es/index.htm>
- <http://www.energiasrenovables.ciemat.es/especiales/energia/espana.htm#1>
- http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/statistics/part_2_energy_pocket_book_2009.pdf
- http://www.eea.europa.eu/publications/state_of_environment_report_2005_1/SOER2005_Part_C.pdf
- <http://www.energiasrenovables.ciemat.es/especiales/energia/espana.htm>
- <http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/energy-revolution-a-sustainab.pdf>
- <http://www.idae.es/index.php/mod.noticias/mem.detalle/id.70/relcategoria.121/relmenu.75>
- http://www.iea.org/Textbase/stats/renewdata.asp?COUNTRY_CODE=ES
- http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2007_v3.pdf
- http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Avance_REE_2008_v3.pdf
- Houser, T. et al., (2009), A Green Global Recovery? Assessing US Economic Stimulus and the Prospects for International Coordination. WRI. February.
- Islas, J, Manzini, F y M. Martínez. (2003). Cost-benefit analysis of energy scenarios for the Mexican power sector Energy. Vol 28. Num 10. pp 979-992
- Istas (2008), estudio Energías Renovables y generación de empleo en España, presente y futuro. Resumen ejecutivo para CENIFER
- MIT (2003). The future of Nuclear Power.
- MITYC (2006), 6º Plan General de Residuos Radiactivos
- MITYC (2007), La energía en España 2007. Secretaria General de Energía. Disponible on-line en: http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia1_2007.pdf
- Nieto Sainz, J. (2008), Estimación del empleo en energías renovables. CCOO
- NEI (2009), Nuclear Power Plants Contribute Significantly to State and Local Economies. Nuclear Energy Institute, January.
- Ruesga, S. M. (2008), Análisis económico de un proyecto de ampliación de la producción eléctrica nuclear en España. Foro Nuclear. Disponible en: http://www.foronuclear.org/pdf/Analisis_economico_proyecto_construccion_nuevas_centrales_nucleares.pdf
- Sánchez López, A. B. (2006), Empleo en PyME del sector de las energías renovables e industrias auxiliares en España. Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud (ISTAS)
- University of Chicago (2004). The Economic Future of Nuclear Power: a study conducted at the University of Chicago.
- WNA (sin fecha). The New Economics of Nuclear Power. World Nuclear Association

6. Recomendaciones a los poderes públicos y los ciudadanos

6.1 Recomendaciones políticas

- A) Para alcanzar un modelo energético plenamente sostenible en 2050 el gobierno debería:
- 1) Reafirmar su compromiso con los objetivos de política energética de la UE en relación con el cambio climático y para el horizonte 2020: 20% de reducción de emisiones, 20% de reducción del consumo de energía primaria, 20% de mix energético renovable.
 - 2) Aprobar una nueva Ley de Economía Sostenible que incluya como objetivo la consecución en 2050 de un sistema eléctrico libre de emisiones y desnuclearizado, basado en un 100% de energías renovables y en una red de generación y distribución inteligente dotada de suficiente capacidad de almacenamiento y gestión de la demanda. La nueva Ley debería incluir objetivos cuantitativos y un calendario preciso para lograr modificar de forma total el mix energético en España y transitar hacia un modelo económico más productivo.
 - 3) Incluir en la nueva Ley de Economía Sostenible las 5 condiciones explícitas que detallamos más adelante y que permitirán la sustitución progresiva de la energía nuclear por energías renovables en España.
 - 4) Reconocer un nuevo derecho de ciudadanía, para que todos los ciudadanos que lo deseen puedan generar y distribuir su propia electricidad, de forma individual o en cooperación con las actuales empresas de generación y distribución, dentro de un nuevo modelo de negocio.
- B) Para impulsar las energías renovables en nuestro país el gobierno debería introducir medidas novedosas como:
- 1) Reforzar los incentivos fiscales y las primas existentes para que las empresas y los ciudadanos lideren la transición a este nuevo modelo energético. En particular debe primar el ahorro y no el consumo.
 - 2) Reorganizar el sistema actual para dar mayor entrada a las energías renovables en el mix energético, sin establecer límites para el desarrollo de las mismas.
 - 3) Incluir el sector de las energías renovables de forma prioritaria en sus planes de reactivación económica e incorporar también a dichos planes iniciativas de mejora de la eficiencia energética de nuestra economía y de ahorro energético en nuestros hogares para salir de la crisis actual en mejores condiciones.
 - 4) Incentivar a Red Eléctrica Española y a las empresas suministradoras de electricidad a modernizar sus redes de transporte y distribución de tal forma que sea posible la generación distribuida y la implementación de políticas de gestión de la demanda que promuevan un consumo energético más racional y más adaptado a las capacidades de generación del nuevo modelo energético.
 - 5) Fomentar y facilitar la instalación de placas fotovoltaicas a través de un programa comparable al de los 100.000 tejados de Alemania.
 - 6) Establecer la elaboración obligatoria de Planes de Ahorro Energético en las empresas, las Administraciones Públicas y las comunidades de vecinos.
 - 7) Incorporar en los Planes de Enseñanza medidas de sensibilización con respecto al ahorro energético por parte de los ciudadanos.

- C) Para abandonar progresivamente la energía nuclear en España, el gobierno debería tener en cuenta las conclusiones de este informe, según el cual:
- 1) Las centrales nucleares existentes en España deben cerrarse a partir del final de las licencias existentes, tras 40 años de vida útil, teniendo en cuenta las siguientes 5 condiciones:
 - Seguridad: si alguna de ellas presentara problemas de seguridad debería cerrarse antes de la fecha de caducidad de la licencia.
 - Sustituibilidad: se cerrarán cuando haya fuentes de energía renovable alternativas que no produzcan emisiones.
 - Abastecimiento: se cerrarán cuando su sustitución no cree problemas de falta de abastecimiento energético. En este sentido es muy importante aplicar los recientes acuerdos entre España y Francia para facilitar la interconexión con Europa.
 - Gestionabilidad: se cerrarán para ser sustituidas por fuentes de energía alternativas que permitan una gestión adecuada de la demanda energética.
 - Competitividad: se cerrarán para ser sustituidas por fuentes de energía alternativa que sean igualmente competitivas.
 - 2) Mientras se produce el cierre progresivo de las centrales de acuerdo con esas condiciones las empresas propietarias de las mismas deberán suscribir contratos de seguro en caso de accidente o inmovilizar fondos propios por un valor igual o superior a la responsabilidad atribuida en caso de accidente, como ya lo han hecho en otros países como por ejemplo Alemania.
 - 3) En el caso de la central nuclear de Garoña, en funcionamiento desde 1970, el Gobierno puede proceder a no renovar su licencia de explotación al tiempo que diseña un Plan de Reactivación Económica y Empleo para mantener los empleos actuales en esa región. Las razones para esta recomendación son:
 - En el caso de Garoña, se cumplen las cinco condiciones arriba señaladas.
 - Dada su antigüedad y los problemas recientes de seguridad,¹ consideramos que resulta más prudente cerrarla.
 - Dado su escaso tamaño (el año pasado España exportó el equivalente a 3 centrales de Garoña en energías renovables), concurren las 5 condiciones arriba apuntadas para el cierre.
 - Además, su contribución al mix energético ha sido ya ampliamente compensada con los recientes despliegues de energía eólica y solar, sin que su clausura tenga incidencia alguna sobre la cobertura de la demanda, y un impacto muy limitado en los costes mayoristas y en la generación de emisiones; emisiones que en cualquier caso se compensarían con los despliegues de renovables ya previstos en los próximos años.
 - 4) El resto de centrales deberían cerrarse al final de su vida útil, 40 años, siempre y cuando concurran en cada momento las 5 condiciones apuntadas anteriormente y vayan acompañados de Planes de Reactivación y Empleo similares
 - 5) Si en algún caso fuera necesario prorrogar la explotación de alguna central por un período adicional se deberían tener en cuenta las subvenciones recibidas con cargo a los Costes de Transición a la

¹ La Central de Garoña ha protagonizado un tercio de los 17 incidentes notificados en España en el primer trimestre de 2009. Además, la Central ha pedido al Consejo de Seguridad Nuclear aplazar dos de los 10 requisitos que se le impusieron para prorrogar su licencia actual. Finalmente, los propios informes del Consejo y los grupos ecologistas apuntan a la existencia de grietas en la vasija de la Central.

Competencia y el grado de amortización de las mismas, estableciendo un nuevo mecanismo de retribución para la energía nuclear (en línea con lo propuesto en el Libro Blanco de la Electricidad). El nuevo mecanismo de retribución deberá ahorrar costes al Estado y liberar recursos económicos para fomentar la inversión de las empresas nucleares en fuentes de energías renovables que habrán de substituir a la energía nuclear.

6) Con todas estas medidas España se situaría a la vanguardia mundial del debate energético.

6.2 Responsabilidad ciudadana a través del ahorro de energía

El desafío del cambio climático es un tema que nos afecta a todos. Por ello, la Fundación Ideas quiere hacer una serie de recomendaciones para que, entre todos, hagamos un uso más eficiente de la energía en España:

- A la hora de elegir los electrodomésticos es fundamental fijarse en las etiquetas de ahorro energético y seleccionar los de clase A, que son los electrodomésticos más eficientes. Nos ahorran dinero y ayudan al medio ambiente.
- Los electrodomésticos con pilas consumen más energía que los conectados a la red. Lo mejor es desenchufarlos tan pronto como se recargue la pila, utilizarlos hasta que se desgasten y desecharlos correctamente cuando no funcionen más.
- Las bombillas eficientes ahorran consumo energético hasta un 80%. Aunque parecen más caras al comprarlas, su menor consumo supone un ahorro neto para las familias. Este tipo de bombillas contienen mercurio y se deben depositar en puntos limpios. Además no debemos olvidar apagar las luces en aquellas estancias de nuestro hogar que no estemos utilizando.
- Casi todos los ordenadores se pueden utilizar en el modo de ahorro de energía del sistema operativo. Apagarlos después del trabajo y desconectarlos también de la fuente de alimentación aumenta el ahorro. Debemos modernizar nuestros equipos informáticos periódicamente puesto que la disminución de la energía consumida está siendo muy considerable con las últimas tecnologías aplicadas tanto en pantallas como en PCs.
- Televisores, vídeos, PCs y todos los accesorios que les acompañan continúan consumiendo una importante cantidad de electricidad cuando están en modo espera (stand by) igual que los cargadores y transformadores enchufados. Por eso es necesario desconectar los enchufes o utilizar un enchufe múltiple con su propio interruptor de corte.
- En la cocina, tapando la cacerola y utilizando sólo el agua necesaria para hervir los alimentos se puede aumentar la eficiencia energética. Es recomendable utilizar la olla a presión que es la manera más eficiente de cocinar. Debemos evitar precalentar el horno puesto que precisa de mucha energía para ello.
- El frigorífico nunca debe estar cerca de fuentes de calor como el horno o la cocina. Hay que abrir las puertas el menor tiempo posible y verificar que cierran bien. Las rejillas posteriores nunca deben estar tapadas o llenas de polvo para que funcione bien la ventilación. Se debe descongelar el frigorífico con regularidad puesto que consume más energía cuando acumula hielo. Es importante no introducir nunca alimentos calientes y descongelar la comida pasándola del congelador a la nevera unas horas antes.
- Al lavar la ropa es recomendable hacerlo en frío y sin prelavado. Así se reducirá el consumo energético hasta un 80%. También es positivo realizar el lavado con la lavadora llena.

- Todos sabemos que el agua en nuestro país es escasa. Para evitar su despilfarro es recomendable ducharse en vez de bañarse. Existen economizadores de agua para la ducha que ahorran a la mitad el consumo de agua y de energía.
- Nuestro país disfruta de una radiación solar tan importante que instalar colectores solares puede suponer el suministro de hasta el 70% del agua caliente necesaria en un hogar y esta cifra puede aumentar hasta el 100% en regiones muy soleadas. En nuestro país ya es obligatorio para todas las viviendas nuevas. Los propietarios de viviendas antiguas también pueden beneficiarse fácilmente de las ventajas de instalar paneles en sus tejados.
- En cuanto a la temperatura de nuestro hogar, debemos respetar ciertas medidas de pura lógica en el consumo. Por ejemplo no ventilar la casa con la calefacción o el aire acondicionado encendido o evitar crear climas inadecuados de excesivo calor o frío, que nada tienen que ver con la época del año en la que vivimos. Es fundamental mejorar el aislamiento de ventanas, techos, paredes y suelos. Estas medidas pueden reducir más de la mitad las facturas de calefacción y eléctrica. También es muy útil la instalación de termostatos programables para regular automáticamente la temperatura de la habitación, por ejemplo, más alta durante el día y más baja durante la noche. Debemos revisar nuestros equipos de climatización periódicamente para evitar que averías incrementen el consumo de una manera artificial.