



# Renovables 100%

Un sistema eléctrico renovable  
para la España peninsular y su  
viabilidad económica.

**GREENPEACE**

[www.greenpeace.es](http://www.greenpeace.es)



## **Equipo de trabajo (IIT)**

### **Coordinación técnica y redacción informe**

Xavier García Casals

### **Análisis disponibilidad temporal del recurso**

Xavier García Casals

### **Análisis y prospectiva de costes**

Xavier García Casals

### **Análisis temporal**

Xavier García Casals

### **Análisis expansión de la generación**

Pedro Linares Llamas, Xavier García Casals

### **Redacción informes modelo expansión de la generación**

Pedro Linares Llamas

### **Análisis de explotación generación / red**

Xavier García Casals, Pedro Linares Llamas, Francisco Javier Santos Pérez

### **Asesoramiento programa STARNET/RD para modelo de explotación generación/red**

Andrés Ramos Galán

## **Informe elaborado por el IIT bajo contrato de Greenpeace**

### **Coordinador del proyecto por parte de Greenpeace**

Jose Luis García Ortega.

Este informe ha sido producido gracias a las aportaciones económicas de los socios de Greenpeace.

Greenpeace es una organización independiente política y económicamente que no recibe subvenciones de empresas, ni gobiernos, ni partidos políticos. Hazte socio en [www.greenpeace.es](http://www.greenpeace.es) o en el 902 100 505

Impreso en papel 100% reciclado postconsumo y totalmente libre de cloro.

Octubre 2006

## **Renovables 100%**

Un sistema eléctrico renovable  
para la España peninsular  
y su viabilidad económica



# Índice

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	12
<b>2</b>	<b>Disponibilidad temporal del recurso</b>	36
2.1.	Eólica terrestre	36
2.2.	Eólica marina	45
2.3.	Olas	47
2.3.1.	Tecnología	47
2.3.2.	Recurso	53
<b>3</b>	<b>Análisis y prospectiva de costes</b>	64
3.1.	Centrales de referencia	65
3.1.1.	Ciclo combinado	66
3.1.2.	Nuclear	70
3.2.	Costes actuales y prospectiva por tecnologías	76
3.2.1.	Eólica terrestre	77
3.2.2.	Eólica marina	83
3.2.3.	Fotovoltaica	87
3.2.4.	Termosolar	106
3.2.5.	Geotérmica	118
3.2.6.	Olas	123
3.2.7.	Biomasa	130
3.2.8.	Comparativa todas tecnologías	139
<b>4</b>	<b>Análisis temporal</b>	154
4.1.	Introducción	154
4.1.1.	Análisis de un sistema autónomo	155
4.1.1.1.	Introducción	155
4.1.1.2.	Sistema sin capacidad de almacenamiento. Efecto del SM	158
4.1.1.3.	Sistema con capacidad de almacenamiento. Efecto del almacenamiento	169
4.1.2.	El múltiplo solar como medida adecuada del dimensionado del parque generador	181
4.1.3.	Sistema peninsular: conceptos previos	186

<b>4.2. Análisis temporal de la generación por tecnologías</b>	193
4.2.1. Eólica marina	200
4.2.2. Eólica terrestre	204
4.2.3. Solar Termoeléctrica	209
4.2.4. Fotovoltaica azimutal	212
4.2.5. Fotovoltaica edificación	216
4.2.6. Olas	226
4.2.7. Hidroeléctrica	232
4.2.8. Biomasa y geotérmica	234
<b>4.3. Acoplamiento temporal generación-demanda</b>	235
4.3.1. Introducción	235
4.3.2. Una primera aproximación con mix homogéneo	237
4.3.3. Evaluación preliminar del mix-1	242
4.3.4. Otros mix de generación	249
4.3.4.1. Cobertura demanda eléctrica	260
4.3.4.2. Cobertura demanda total	267
4.3.5. Análisis paramétrico del múltiplo solar	272
4.3.6. Análisis paramétrico de la capacidad de acumulación	328
<b>5 Modelo expansión de la generación</b>	362
<b>5.1. Datos previos</b>	362
<b>5.2. Demanda por bloques y generación fija</b>	365
<b>5.3. Demanda y generación por bloques</b>	368
<b>5.4. Discusión</b>	372
<b>6 Análisis de red</b>	378
<b>6.1. Introducción</b>	378
<b>6.2. Análisis a nodo único</b>	381
6.2.1. Proceso iterativo con formulación convencional	384
6.2.2. Optimización con costes de inversión	397
6.2.2.1. Efecto de la hibridación termosolar	397
6.2.2.2. Estudio paramétrico coste energía no suministrada	413
<b>7 Conclusiones</b>	442
<b>8 Referencias</b>	474
<b>Agradecimientos</b>	477





# 1. Introducción

# 1. Introducción

El objeto de este estudio es cuantificar y evaluar técnicamente la viabilidad de un escenario basado en energías renovables para el sistema de generación eléctrica peninsular.

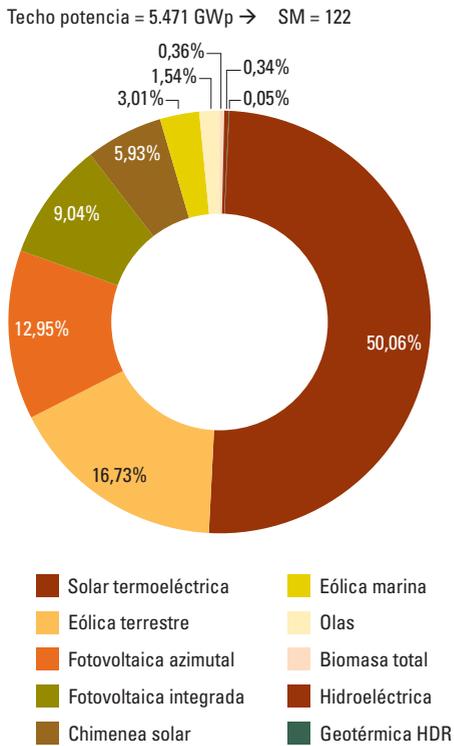
En (IIT, 2005) se presentaron los resultados de la primera fase del estudio, en la que se procedió a desarrollar las condiciones de contorno necesarias para desarrollar el resto del estudio. En concreto, uno de los principales resultados de la primera fase fue la obtención de los techos de potencia y generación de las tecnologías renovables consideradas con su reparto espacial a lo largo del territorio peninsular. En las figuras-1 y 2 reproducimos estos techos de potencia y generación que nos servirán de referencia a lo largo de este estudio.

El techo de potencia obtenido, a nivel peninsular se cifra en 5471 GW<sub>p</sub>, lo cual constituye 122 veces la demanda eléctrica punta proyectada para el año 2050 en el marco de este estudio. El ratio entre la potencia instalada y la demanda punta es lo que en el marco de este estudio vamos a denominar el múltiplo solar del sistema de generación, que por tanto en la España peninsular del 2050 tiene un valor máximo de  $SM_{max} = 122$ .

Para obtener el techo de generación a partir del techo de potencia, en (IIT, 2005) se desarrolló un análisis prospectivo de las distintas tecnologías consideradas, evaluando las actuaciones de las mismas en las 47 provincias peninsulares. Este análisis nos condujo a una valoración del techo de generación en 15798 TW.h/a, que constituye más de 56 veces la demanda eléctrica

peninsular proyectada para el 2050 y más de 10 veces la demanda de energía total para esas fechas.

**Figura 1** Techo de potencia con tecnologías renovables en la España peninsular



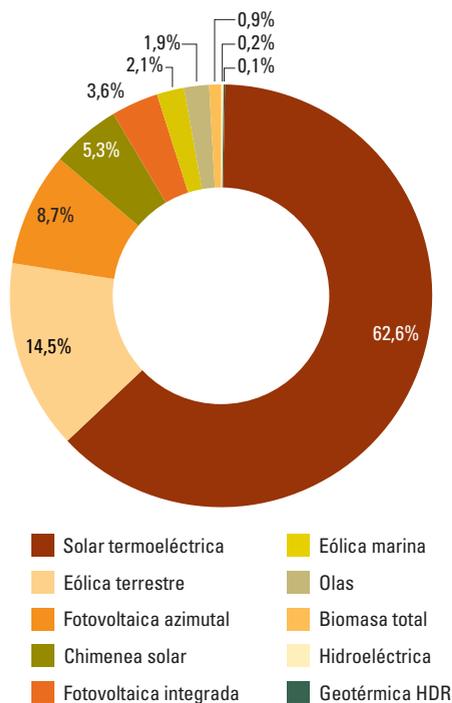
La gran cantidad de recurso existente proporciona las bases para plantearse la viabilidad técnica de un sistema basado 100% en energías renovables para cubrir la demanda de energía en el año 2050. En (IIT, 2005), de forma indicativa avanzábamos dos posibles mix para la cobertura de la demanda de

**Figura 2** Techo de generación con tecnologías renovables en la España peninsular

Techo generación = 15.798 TW.h/a

• 56,4 veces la demanda eléctrica del 2050

• 10,4 veces la demanda total del 2050



energía eléctrica y de la demanda de energía total, asumiendo unos ciertos valores de los rendimientos de regulación-transporte, que eran del 56% para el caso del sistema de energía eléctrica y del 80% para el caso del sistema de energía total. En las Figuras-3 y 4 reproducimos estos mix preliminares como referencia, que de ahora en adelante denominaremos Mix-1 y Mix-1b. [Ver Figuras 3 y 4].

Tomando como base el Mix-1 para cobertura de la demanda eléctrica, ese rendimiento de regulación-transporte que cifrábamos

cuantitativamente y de forma preliminar en un 56%, sería el objeto de estudio detallado en esta segunda parte del trabajo. El análisis del acoplamiento espacio-temporal entre capacidad de generación y demanda será el que nos permitirá cuantificar el valor de ese rendimiento.

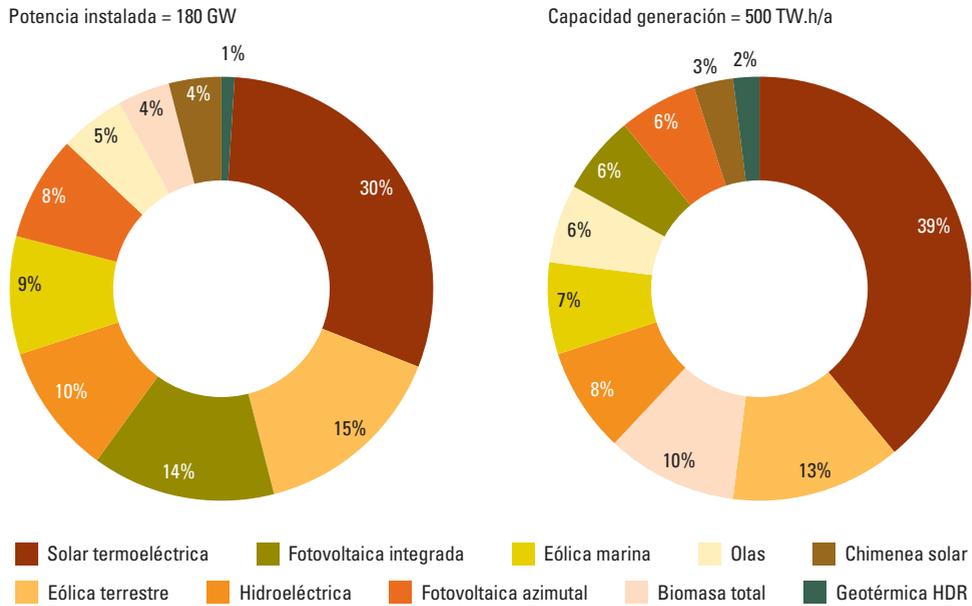
Previamente deberemos proceder a profundizar en algunos aspectos que por falta de datos no pudimos completar en la primera parte de este estudio. Este es el caso de la disponibilidad temporal de recurso energético para algunas tecnologías como la eólica terrestre, eólica marina y olas. Otro aspecto en el que profundizaremos es en la caracterización de la tecnología de las olas para matizar el potencial que de forma preliminar evaluamos en (IIT, 2005) y para evaluar su serie temporal de generación potencial.

A lo largo de este estudio vamos a plantear distintos *cambios de paradigma* a los que es preciso enfrentarse para romper algunas de las barreras que actualmente nos impiden evolucionar hacia un sistema energético sostenible. Cambios de paradigma que afectan tanto al papel de las tecnologías renovables en el sistema de generación energética, como al papel que juegan los otros elementos de estos sistemas, así como la forma de operarlos.

El primero de estos cambios de paradigma constituye en pasar de ver las tecnologías renovables como apéndices del sistema de generación energética operados en modo de máxima potencia a pasar a considerarlas como elementos principales del sistema energético operados en modo de regulación.

En efecto, en la actualidad las tecnologías renovables constituyen una parte pequeña

**Figura 3** Propuesta preliminar de mix energético para la cobertura de la demanda eléctrica peninsular a 2050 (280 TW.h/a). Aparece indicado el reparto de potencia instalada así como la capacidad de generación de cada una de las tecnologías. Mix-1.

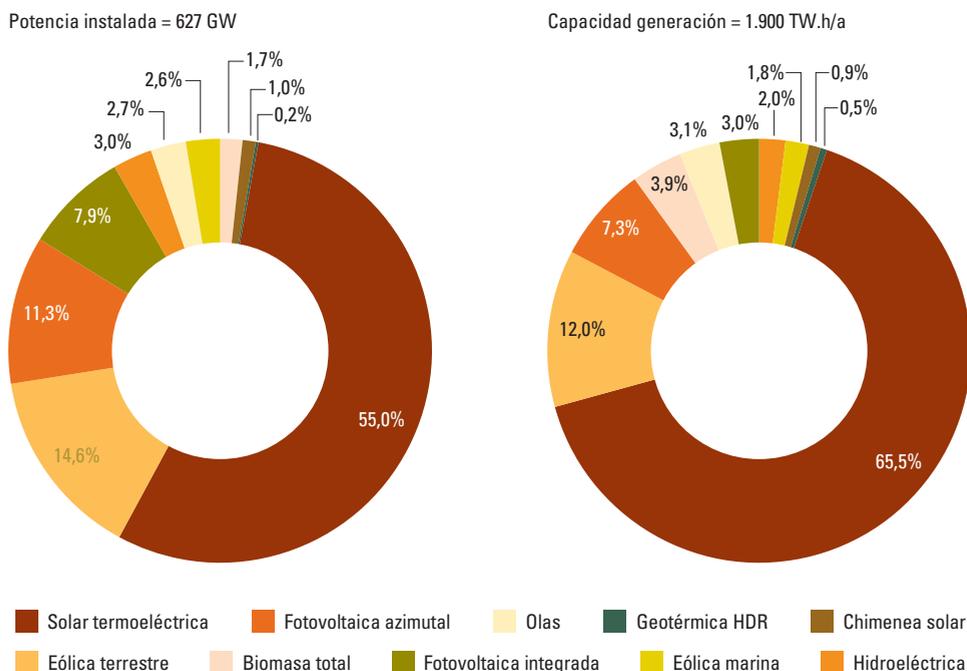


del sistema de generación que prácticamente no afectan a la operación del mismo, por lo que se operan en gran medida independientemente del sistema energético y con un claro objetivo: la máxima producción energética para la potencia instalada. Tal es así que varias de estas tecnologías implementan como parte constituyente de las mismas un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT: maximum power point tracking). En este modo de operación es evidente que si crece la contribución renovable al sistema de generación nos encontraremos con limitaciones a la operación del sistema. Un ejemplo claro lo constituye la energía eólica interconectada a la red eléctrica, que en la actualidad ya está llegando a los límites de interacción con el sistema eléctrico en

este modo de operación. Sin embargo, esto no debe hacernos concluir (como es la tendencia primaria) que las renovables no pueden contribuir más al sistema de generación: simplemente debe cambiarse el modo en el que se operan.

El modo de operación actual de las tecnologías renovables (modo MPPT) es una consecuencia directa de su estado de desarrollo tecnológico y económico. Actualmente los costes de inversión en estas tecnologías son relativamente elevados, por lo que la única forma de viabilizar económicamente estas inversiones (incluso con las ayudas disponibles) es haciéndolas producir el máximo de energía (modo MPPT). Sin embargo, esto no quiere decir que estas tecnologías no puedan

**Figura 4** Propuesta preliminar de mix energético para la cobertura de la demanda energética total peninsular a 2050 (1525 TW.h/a). Aparece indicado el reparto de potencia instalada así como la capacidad de generación de cada una de las tecnologías. Mix-1b.



operarse en otro modo mucho más adecuado para favorecer una penetración muy superior de las mismas en el sistema energético. El motivo por el cual en la actualidad las tecnologías renovables se operan en modo MPPT no es fundamental, sino casual: a medida que los costes de estas tecnologías se vayan reduciendo en base al incremento en su volumen de implementación, la regulación con ellas (que siempre lleva asociado un incremento del coste de la unidad de energía producida) va haciéndose menos gravosa.

De hecho, la gran mayoría de tecnologías renovables son mucho más adecuadas que el resto de tecnologías energéticas

convencionales para operar en modo regulación, permitiendo una rápida y efectiva regulación del acoplamiento generación-demanda (restricciones rampa despreciables). En efecto, los tiempos de respuesta y capacidad de cambio controlado de la potencia entregada por la mayoría de tecnologías renovables es muchísimo más favorable que los asociados a las centrales termoeléctricas y nucleares actuales: un parque eólico o una central fotovoltaica permiten modificar de forma controlada y prácticamente instantánea la potencia entregada por debajo de la máxima capacidad de generación en un momento dado, en virtud a sus inercias prácticamente nulas en comparación a las

16 de las centrales termoeléctricas y nucleares convencionales. En este sentido, la sustitución del seguidor de máxima potencia (MPPT) en la lógica de operación de estas instalaciones por un seguidor de la carga, junto a una gran implementación de estas tecnologías, proporcionaría una capacidad de regulación potencia activa-frecuencia muy superior a la actualmente concebible, que además, en contraposición a la capacidad de regulación actual, estaría completamente distribuida por la red, favoreciendo también la regulación potencia reactiva-tensión.

El propio esquema de regulación actual con una estructura fuertemente jerárquica, constituido por una regulación primaria en grandes centrales, una regulación secundaria por áreas y una regulación terciaria centralizada de todo el sistema, debería revisarse a la luz de las nuevas posibilidades de regulación que ofrecería un sistema basado al 100% en un mix suficientemente diverso de tecnologías renovables. Debe tenerse en cuenta que un mix de generación de este estilo, además de contar con tecnologías tremendamente distribuidas con capacidad de regulación de potencia activa y reactiva (frecuencia y tensión) y sin restricciones por rampa alguna (capacidad muy elevada de seguir la carga), como veremos a lo largo de este estudio debe constituirse con múltiples solares (ratio de potencia instalada a pico de demanda) considerablemente superiores a los sistemas de generación eléctrica actuales, contando con una cantidad de potencia rodante efectiva muy superior a la actual sin costes adicionales significativos y con capacidad de generación de potencia activa y reactiva. En efecto, las centrales termosolares constituyen una parte importante de estos mix 100% renovables, y permanecen sin operar sus bloques de poten-

cia en base al aporte solar del orden del 50% del tiempo ( $CF < 50\%$ ), en el que en cambio permanecen con el bloque de potencia operando a carga parcial o caliente esperando el inicio de la operación solar. En estas condiciones, y dada la gran facilidad de hibridación de estas centrales para operar su bloque de potencia con biomasa, los generadores síncronos de todas esas centrales se constituyen en una tremenda capacidad de reserva de potencia activa y reactiva distribuida por todo el territorio peninsular y disponible para contribuir a la regulación de frecuencia y tensión.

La distribución de la capacidad de regulación de frecuencia y tensión en todo el territorio peninsular tiene implicaciones que requerirían un análisis más detallado. En términos de la regulación de frecuencia, el carácter global de esta variable y la gran rigidez del sistema eléctrico europeo actual hacen pensar que en principio habría poco beneficio asociado a la distribución de la capacidad de regulación. Pero debe tenerse en cuenta que en un sistema con elevada contribución renovable, la variación de la capacidad de generación disponible puede llegar a ser más rápida que la de la demanda, por lo que la velocidad de respuesta de los sistemas de regulación puede exigir tiempos menores que los del sistema actual, beneficiándose por tanto de la amplia disponibilidad de centrales sin limitación de rampa. Sin embargo, para la regulación de tensión, el carácter local de esta variable sí que permite anticipar ventajas de la distribución de la capacidad de regulación. Pero no debe perderse de vista que la transición hacia un modelo energético sostenible no debería producirse en la España peninsular de forma aislada sino que debería ir en paralelo con la reconversión del sistema de generación europeo y probablemente con la interconexión de

la red eléctrica Europea con el norte de África. Si a esto le añadimos la posibilidad de que la integración del sistema energético pudiera conducir a una participación muy superior de la electricidad en la cobertura de la demanda de energía total (pasando la demanda peninsular de 280 TW.h/a a 1525 TW.h/a), con una gran capacidad de acumulación distribuida y un potencial de la participación de la gestión de la demanda tremendamente superior al actual, parece evidente que sería necesario replantear los esquemas de regulación adecuados a esta nueva situación. En este contexto, la mayor elasticidad proporcionada por una capacidad de regulación distribuida del parque generador puede resultar ventajosa.

La integración del sistema energético es otro de los elementos que surgirá con fuerza a partir de los resultados de este estudio. Ya avanzábamos en (IIT, 2005) algunos aspectos que de forma cualitativa plasmábamos en la diferencia de rendimientos de regulación asumidos para los Mix-1 y Mix-1b. En el caso de un mix renovable destinado a cubrir sólo la demanda eléctrica asumíamos un rendimiento del 56% mientras que para el caso de un sistema destinado a cubrir la demanda de energía total asumíamos un valor del 80%, reflejo de la mayor facilidad de regulación anticipada para este segundo caso. Aunque los valores concretos de estos rendimientos dependerán tanto de los mix energéticos considerados como de los vectores energéticos empleados, lo que sí quedará claro a lo largo de este trabajo es que la regulación de un mix renovable para cubrir sólo la demanda eléctrica conduce a la necesidad de disipar una gran parte de la capacidad de generación, lo cual lleva asociado unas fuertes repercusiones económicas. Esa energía disipada podría valorizarse integrando en el

mismo sistema energético la cobertura de otras demandas energéticas.

Esto nos conduce a otros dos posibles cambios de paradigma: el papel a desempeñar por la electricidad y la gestión de la demanda en el sistema energético.

Así, por ejemplo, en el contexto del sistema de generación energética actual, emplear electricidad para cubrir la demanda de energía térmica de baja temperatura (agua caliente sanitaria, calefacción) no es adecuado por el gran despilfarro exergético que lleva asociado: la calidad de la energía eléctrica es excesiva para cubrir ese tipo de demanda y al emplearla la degradamos de forma irreversible. Pero ante un escenario de elevada penetración renovable en la cobertura de la demanda eléctrica, y en zonas donde esté bien desarrollada la red eléctrica, una de las mejores opciones para cubrir la demanda de energía térmica de baja temperatura pasa a ser precisamente el uso de electricidad. En efecto, la regulación de un sistema de generación eléctrica basado en renovables conduce como ya hemos comentado a la necesidad de disipar una gran cantidad de capacidad de generación. En ausencia de otros usos para esa capacidad de generación excedentaria la disipación es completa e irreversible: esa electricidad ya no se puede generar en el futuro. Esta disipación de la capacidad de generación conduce entre otras cosas a una gran reducción del factor de capacidad con el que se usan esas tecnologías renovables y al consecuente incremento del coste de la energía producida por las mismas. Por tanto, si empleamos esa electricidad residual para cubrir la demanda de energía térmica de baja temperatura, valorizamos ese recurso energético y

18 conseguimos reducir el coste del sistema energético global al sustituir completamente y sin coste incremental significativo a otras fuentes energéticas y equipos de generación asociados a la cobertura de la demanda térmica de baja temperatura. De hecho, podríamos decir que al usar esta electricidad residual para cubrir la demanda térmica de baja temperatura estaríamos ante un nuevo concepto de cogeneración termodinámica-mente opuesto al actualmente acuñado.

Es más, el uso de esta electricidad residual para cobertura de la demanda térmica de baja temperatura proporcionaría una gran *capacidad de acumulación distribuida* (inercia de edificios, depósitos de acumulación de ACS y calefacción, ...), característica muy beneficiosa para la regulación de un sistema energético basado en energías renovables. Y aquí empezaría a entrar en danza el importante papel que la gestión de la demanda podría desempeñar en este tipo de sistema energético, con unas atribuciones y modo de operar radicalmente distintos a los que se plantearían en un sistema de gestión de la demanda actual. Sin ir más lejos, en lugar de desplazar el consumo hacia las horas nocturnas, una gestión de la demanda en un sistema con elevada penetración renovable probablemente debiera desplazar el consumo hacia las horas centrales del día en las que las centrales solares, con un importante peso en el mix de generación renovable, tienen su pico de producción.

En este marco de integración del sistema energético se nos abren posibilidades que quizás no podamos dejar escapar de reconducirnos hacia la sostenibilidad. En efecto, el sistema de generación eléctrica, por su madurez profesional y tecnológica,

es probablemente el único sector energético con capacidad de reconducirse hacia la sostenibilidad en el corto plazo de tiempo disponible para realizar ese cambio. Sin embargo, en la estructura energética actual, el sector eléctrico tiene un peso relativo mucho menos importante que el de otros sectores dominantes como la edificación y el transporte. Estos otros sectores, y muy especialmente el de la edificación, presentan unas inercias y niveles de inmadurez que hacen realmente muy difícil el conseguir reconducirlos hacia la sostenibilidad en el corto plazo de tiempo disponible. Por tanto, en la situación actual en la que estos sectores energéticos dominantes tienen poca relación con el sector eléctrico, de poco nos serviría el reconducir el sector eléctrico hacia la sostenibilidad porque seguiríamos enclavados en un entorno que desde un punto de vista energético sería básicamente insostenible.

En este contexto, el cubrir gran parte de la demanda energética de los sectores edificación y transporte con electricidad podría abrir una puerta para conseguir reconducirlos hacia la sostenibilidad en el plazo de tiempo disponible. Esta puerta puede no ser la única, y desde luego, en el proceso de transición debería apoyarse en otras opciones renovables no eléctricas para cubrir la demanda de estos sectores, pero permite esbozar alguna opción de encaminarnos hacia la sostenibilidad.

En relación al sector edificación ya hemos comentado antes cómo con la electricidad "residual" procedente de la regulación de un sistema eléctrico basado en renovables podría cubrirse parte de la demanda de calefacción y ACS, a lo que podríamos añadir la

demanda de refrigeración, con muy buen acoplamiento estacional y diario con el excedente de capacidad de generación, y que también permite una muy conveniente acumulación inercial en los edificios para regular la generación. Incrementando la potencia instalada en el sistema de generación eléctrica renovable y apoyándonos en la capacidad de almacenamiento distribuido disponible del sector edificación, podríamos plantear la cobertura del 100% de la demanda de los sectores edificación + eléctrico con renovables, y todo ello con factores de capacidad de las tecnologías empleadas muy superiores a los que conseguiríamos si esas tecnologías de generación se dedicaran sólo a la cobertura de la demanda eléctrica, y por tanto con costes unitarios de la energía inferiores a los que resultarían de dedicar esas tecnologías renovables exclusivamente a la cobertura eléctrica.

En cuanto al sector transporte tampoco cuesta demasiado imaginarse un esquema parecido al planteado para el sector edificación con un buen acoplamiento entre la demanda energética para transporte y la capacidad de generación eléctrica de un sistema basado en renovables. Imaginemos por ejemplo el uso de vehículos eléctricos para circular por las ciudades, con conexiones eléctricas en los aparcamientos que permitieran una recarga de los mismos atendiendo al exceso de capacidad de generación en la red eléctrica. Estos vehículos, que pasan la mayor parte de su tiempo estacionados, se constituirían por tanto en una grandísima capacidad de acumulación y de gestión de la demanda que permitirían cubrir gran parte de la demanda energética de este sector valorizando la electricidad "residual" del sistema de generación eléctrica renovable. Es

más, el rendimiento energético de este esquema para el sector transporte, que podría rondar un 70%, es considerablemente superior al de otros esquemas, como los basados en el vector hidrógeno generado a partir de electricidad renovable, que podrían rondar el 25%, permitiendo reducir la cantidad de potencia instalada para cubrir la demanda energética. Sin embargo, la solución completa al problema del sector transporte probablemente requiera de una mayor diversidad tecnológica, completando los vehículos eléctricos para transporte urbano con biocombustible para transporte interurbano, y probablemente haya nicho tecnológico para la tecnología de hidrógeno, tanto en el sector transporte como para cubrir otras demandas energéticas.

En este trabajo no vamos a entrar a fondo en el análisis y valoración de un sistema integrado de energía total que escapa totalmente del alcance planificado. Nos limitaremos simplemente a resaltar las señales deducidas de los resultados de nuestro análisis del sector eléctrico para apuntar el posible cambio de paradigma en el sistema energético total. Avanzar en la definición de una propuesta para ese sistema energético total requeriría un estudio dedicado a analizar con detalle las distintas opciones disponibles, los procesos de transición más adecuados, y el papel a jugar y modificaciones que se requerirían de las infraestructuras energéticas actuales, como la propia red eléctrica, que ante un cambio de función tan radical como éste, debería ser completamente replanteada analizando la viabilidad económica, social y ambiental de ese cambio, y apoyándose en nuevas tecnologías como el transporte a muy alta tensión en corriente continua y el uso de superconductores.

20 Otro de los aspectos tratados extensamente en este estudio es el de los costes de un sistema de generación basado en energías renovables. El argumento de los costes, a menudo usado de forma poco rigurosa y consecuente, es de los primeros en agitarse enérgicamente en un terreno de arenas movedizas para espantar la posibilidad de considerar las tecnologías renovables como una opción real para sustentar nuestro sistema energético. Sin embargo, a menudo los argumentos de costes empleados no son adecuados ni correctos para comparar distintas opciones tecnológicas en el marco del problema considerado, esto es, la configuración de todo el sistema energético. En efecto, a menudo los argumentos de costes comparan los costes de las tecnologías en el momento actual, que resulta ser completamente dispar para las tecnologías ya establecidas y para las tecnologías renovables, y que a menudo no refleja todos los costes que tendrán que estar internalizados en un marco sostenible.

Las tecnologías “convencionales”, en su proceso de implementación a gran escala para convertirse en “convencionales” han recorrido toda su curva de aprendizaje industrial, situándose en una posición asintótica de los costes con el volumen de producción. Por contra, la mayoría de tecnologías renovables están en los inicios de su curva de aprendizaje industrial, con unos volúmenes de producción tremendamente inferiores a los que alcanzarían si decidiéramos apoyar nuestro sistema energético en ellas, y con unas dificultades considerablemente superiores a las que tuvieron las tecnologías “convencionales” para avanzar por la curva de aprendizaje precisamente porque el mercado está copado por esas tecnologías convencionales.

El volumen de producción asociado a cualquier tecnología que vaya a constituir una parte relevante del mix energético del futuro será suficientemente grande como para garantizar que la tecnología ha recorrido su curva de aprendizaje industrial. La evolución de la tecnología eólica en los últimos 30 años, incluso sin haber llegado a alcanzar los volúmenes de mercado que tendría en un sistema energético 100% renovable, es un claro ejemplo. Por tanto, la comparación de costes relevante en base a proporcionar argumentos para decidir el mix energético del futuro es la realizada con todas las tecnologías situadas en la región asintótica de su curva de aprendizaje. Cualquier otra comparación de costes no equitativa en términos de la posición de las tecnologías en la curva de aprendizaje resulta engañosa por conducir a conclusiones erróneas sobre los costes de los distintos mix de generación bajo consideración. En este sentido, hemos procedido a realizar una revisión bibliográfica de proyecciones de costes de las distintas tecnologías en la que basar el desarrollo de una serie de curvas de aprendizaje con el máximo de coherencia relativa, que nos permitan una comparación lo más equitativa posible entre las distintas tecnologías.

En este informe presentamos una extensa información de costes de las distintas tecnologías renovables, tanto en el momento actual como al final de sus curvas de aprendizaje, incorporando información detallada de su estructura de costes, de la evolución de los mismos con el volumen de producción, y de las actuaciones energéticas en los distintos emplazamientos peninsulares, y representada en forma de mapas que permitan una rápida localización de la distribución de la calidad de los distintos emplazamientos

peninsulares a nivel provincial. El parámetro de costes básico que hemos empleado es el coste normalizado de la electricidad a lo largo del ciclo de vida de la instalación, que agrupa en un único parámetro el efecto de los costes de inversión y de los de operación y mantenimiento, y que siguiendo la nomenclatura anglosajona designaremos por LEC (Levelized Electricity Costs) y expresaremos en  $\text{c€/kWh}$ . También presentaremos información desglosada de costes de inversión y de operación y mantenimiento (O&M).

De cara a la evaluación de los costes de la electricidad se ha realizado una evaluación muy detallada de las actuaciones energéticas de las distintas tecnologías, basada en simulaciones horarias extendidas a un año tipo y en modelos detallados de los sistemas de energías renovables. Las principales herramientas empleadas para el modelado energético de los sistemas energéticos son TRNSYS y MATLAB.

Estos mapas de costes de las distintas tecnologías, por haberse desarrollado de forma coherente para todas las tecnologías y por comparar la situación actual con la situación al final de la curva de aprendizaje, aportan una información muy relevante y resultan ilustrativos para documentar el debate de costes: son muchas las tecnologías que al final de su curva de aprendizaje tendrán capacidad de proporcionar electricidad a un coste comparable o inferior a las opciones "convencionales".

Sin embargo, estos resultados de costes por tecnologías, incluyendo los de las tecnologías "convencionales", a pesar de su relevancia al presentarse de forma unificada para todas las tecnologías, constituyen sólo una parte de la

realidad de los costes asociados a un sistema de generación con elevada contribución renovable. En efecto, las actuaciones energéticas en las que están basados estos mapas son las del modo de operación actual, esto es, el de seguimiento del punto de máxima potencia (modo-MPPT). Como ya hemos comentado anteriormente, una de las características de un sistema de generación eléctrica basado en tecnologías renovables es la necesidad de pasar a operar las distintas tecnologías en modo de regulación. Esto trae la consecuencia directa de que su factor de capacidad (CF) se reduce respecto al que tendrían en modo-MPPT, y consecuentemente, el coste de la electricidad producida aumenta de forma inversamente proporcional a la reducción del CF. Pero esto sucede con todas las tecnologías, sean o no renovables. Si se planteara la conveniencia de que el mix de generación futuro basado en renovables contara con una cierta participación de tecnologías "convencionales", el papel de estas centrales sería radicalmente distinto al que desempeñan en el sistema de generación actual, por tener que dedicarse a la regulación (asumiendo que tuvieran capacidad técnica) de la capacidad de generación renovable, con lo cual sus factores de capacidad serían muy inferiores a aquellos con los que se operan en la actualidad, y el coste de la electricidad con ellas producida sería superior. Estos aspectos también los analizaremos con cierto detalle en el capítulo de costes.

Por todo lo anterior, no basta con conocer los costes de cada una de las tecnologías por separado para tener definido el coste del sistema de generación, que además variará sustancialmente al modificar el mix energético con el que se hace frente a la demanda así como al modificar la estrategia de operación

22 del sistema. Para avanzar un poco más en esta dirección, hemos procedido a analizar la operación de más de 50 mix de generación basados en distintas combinaciones de energías renovables, con distintas estrategias de operación y criterios de dimensionado, evaluando sus actuaciones energéticas y los costes de la electricidad producida, y mostrando que hay un margen considerable para optimizar los costes con un sistema de estas características.

Con toda esta información de costes esperamos haber contribuido a documentar la eterna pregunta de: ¿costará más un sistema de generación basado en renovables y nos conducirá a un incremento de la tarifa eléctrica? Sin duda los resultados presentados creemos que pueden conducir a reformularse las posibilidades de estas tecnologías, al constatar que en el horizonte asintótico de desarrollo de las tecnologías renovables, incluso teniendo en cuenta el cambio de modo de operación del modo-MPPT al modo-Regulación, el coste de la electricidad producida no resulta ni mucho menos disparatado al compararlo incluso con los patrones actuales.

Sin embargo, con independencia de toda la abundancia de información técnica proporcionada al respecto en el marco de este estudio, nos gustaría dar una primera respuesta a la eterna pregunta de costes: ¡¡¡ Sí!!!, y especialmente en el proceso de transición hacia la condición de madurez industrial. En los primeros estadios de la reconversión de nuestro sistema energético hacia la sostenibilidad estaremos utilizando tecnologías caras por estar al inicio de sus curvas de aprendizaje y con factores de capacidad bajos por pasar al modo-Regulación de operación. Pero esta evidencia (no

hacia falta hacer este estudio para dar esta respuesta) hay que enmarcarla dentro del contexto actual: la referencia de costes, esto es el sistema energético actual, es insostenible y no internaliza todos sus costes. La progresiva internalización de costes del sistema energético actual nos conducirá a un incremento de los costes de generación que ya se han empezado a dejar sentir con motivo del recientemente inaugurado comercio de emisiones de CO<sub>2</sub>. Es más, el hecho de que el sistema actual esté basado en unas fuentes energéticas que se están agotando, también conducirá a otro progresivo incremento de los costes de la energía que también se están empezando a dejar sentir de una forma contundente en los casos del petróleo y el gas durante los últimos años. Si además partimos de una tarifa eléctrica que no refleja los costes reales de generación, resulta evidente que aunque no realicemos transición alguna hacia la sostenibilidad ambiental en nuestro sistema de generación, la tarifa eléctrica tendrá que ir incrementándose. Es más, si la única opción de reconvertir el sistema energético hacia la sostenibilidad reside en basarlo en las energías renovables, entonces, el sobre-coste del sistema 100% renovable respecto al sistema "convencional" probablemente constituya la mejor valoración de los costes externos del sistema "convencional" al permitir una internalización total de su impacto.

Otro de los aspectos en los que hemos profundizado en el marco de este estudio es en el análisis temporal de la capacidad de generación renovable y de su acoplamiento temporal con la demanda. Este es sin duda el aspecto principal a la hora de analizar la viabilidad técnica de un sistema basado al 100% en energías renovables para cubrir la demanda

eléctrica de un país, y de cara a profundizar en él hemos desarrollado diversos análisis.

Como introducción, para asentar conceptos y ubicar correctamente los resultados posteriormente presentados para el sistema peninsular, hemos procedido a analizar bajo la misma óptica posteriormente empleada para el sistema peninsular un sistema autónomo para cobertura de la demanda eléctrica de una vivienda unifamiliar, basado en tecnología fotovoltaica, eólica o ambas. Este sencillo ejemplo nos permite introducir de forma muy clara los conceptos básicos para la posterior discusión y comprensión de las características asociadas a un sistema de generación peninsular basado en tecnologías renovables, y lo que quizás es todavía más importante, nos proporciona las bases para apreciar la situación tremendamente más favorable en el sistema peninsular que en una vivienda autónoma. En efecto: es técnicamente mucho más sencillo y económicamente mucho menos costoso el cubrir la demanda eléctrica con tecnologías renovables a nivel de la España peninsular que a nivel de una vivienda unifamiliar autónoma. Teniendo en cuenta que cualquier instalador tiene pocos problemas en plantearse la ejecución de la instalación de energías renovables en la vivienda autónoma, la constatación de este resultado probablemente abra la predisposición de la mente a plantearnos seriamente el evolucionar hacia un sistema de generación eléctrica peninsular basado en tecnologías renovables.

Posteriormente hemos procedido a profundizar tecnología a tecnología en el análisis de su capacidad de generación temporal para entender mejor los resultados del análisis temporal de acoplamiento con la demanda.

A continuación hemos desarrollado un detallado análisis temporal del acoplamiento de la capacidad de generación con la demanda eléctrica, a lo largo del cual hemos valorado las actuaciones técnicas y económicas de más de 40 mix de generación basados en tecnologías renovables, para valorar su viabilidad, y para entender claramente cuáles son las características principales más relevantes para la explotación de un sistema de estas características, así como sus limitaciones técnicas. Hemos incluido estudios paramétricos relativos a las variables principales de definición de un mix de estas características como son el múltiplo solar y la capacidad de almacenamiento.

El resultado de este análisis temporal ha sido muy favorable: es bastante más sencillo y económicamente menos costoso de lo que habíamos pensado en un principio el conseguir cubrir la demanda con un mix 100% renovable. Los múltiplos solares necesarios son incluso inferiores a los que habíamos anticipado en la primera parte de este estudio (mix-1) y los rendimientos de regulación mayores de los que habíamos estimado de forma preliminar. La potencia hidroeléctrica y capacidad de bombeo hidroeléctrico actualmente disponibles prácticamente son suficientes para conseguir cuadrar el acoplamiento entre capacidad de generación y demanda a lo largo del tiempo, y el uso necesario de la biomasa para regular el sistema es sorprendentemente bajo, lo cual es una buena noticia teniendo en cuenta lo relativamente limitado del recurso de biomasa en nuestro país y la gran variedad de aplicaciones energéticas que pueden apoyarse en él para encaminarse a la sostenibilidad (transporte, edificación,...).

24 Debemos resaltar que estos resultados se han obtenido sin explotar totalmente las capacidades de regulación de los mix energéticos 100% renovables, y que son por tanto bastante conservadores. Uno de los aspectos más importantes que no hemos incorporado es la capacidad de regulación diaria que con sus 15 horas de almacenamiento térmico proporcionan las centrales termosolares incorporadas en los mix energéticos considerados. En efecto, en las simulaciones realizadas estas centrales se han operado a lo largo del año siguiendo una lógica de operación preestablecida, sin echar mano de su capacidad de regulación del acoplamiento generación-demanda en virtud de su capacidad de almacenamiento térmico. Esto ha sido así básicamente por limitaciones de los modelos empleados. Pero resulta interesante ubicar la magnitud del potencial de regulación que proporciona esta capacidad de almacenamiento diario. Pongamos como caso el mix-27, con un múltiplo solar de  $SM = 3$  ( $P_{tot} = 135 \text{ GW}_e$ ) y una contribución termosolar de  $P = 48 \text{ GW}$ . Estas centrales termosolares con sus 15 horas de capacidad de almacenamiento nos proporcionan una capacidad de regulación diaria en condiciones de diseño de  $0,72 \text{ TW}\cdot\text{h}/\text{d}$ , ¡del mismo orden que toda la demanda eléctrica peninsular media diaria ( $280 / 365 = 0,77 \text{ TW}\cdot\text{h}/\text{d}$ )! Resulta evidente que con esta capacidad de regulación diaria y con una potencia de  $48 \text{ GW}$ , que además puede ser hibridada con biomasa, estas centrales presentan un enorme potencial de regular el acoplamiento generación-demanda.

De este análisis temporal se desprenden también algunas características fundamentales de estos sistemas 100% renovables que es necesario tener presente para su

correcto desarrollo. Una de ellas es la diferenciación entre dos aspectos de regulación necesarios: el energético y el de potencias. En efecto, a nivel energético los requerimientos de regulación de estos mix 100% renovables son sorprendentemente bajos, lo cual, en términos energéticos, permitiría que se pudieran cubrir prácticamente sólo con una correcta gestión de la capacidad hidroeléctrica instalada y del bombeo hidroeléctrico (sin necesidad de desarrollar este mucho más allá de su situación actual). Sin embargo, a nivel de potencia las exigencias de regulación son considerablemente superiores y requieren de una planificación adecuada del mix de generación. En efecto, el desfase energético en base anual entre capacidad de generación y demanda es muy pequeño, pero incorpora algunos instantes muy cortos de tiempo con un gran desfase de potencias. Esto requiere de la disponibilidad en el sistema de generación de una potencia rodante considerablemente superior a la implementada en el sistema actual para hacer frente a posibles contingencias. Esto, que a priori podría parecer problemático no lo es realmente si se configura el sistema energético de forma adecuada echando mano de las características diferenciales de todas sus tecnologías.

En muchos casos, este déficit de potencia se puede cubrir total o parcialmente con las centrales hidroeléctricas de embalse. En efecto, el consumo energético es despreciable por la corta duración de estas puntas, por lo que la disponibilidad de agua embalsada en pocas ocasiones será un problema. Cuando la potencia excede a la de las centrales hidroeléctricas, y para añadir mayor seguridad al sistema de generación, es preciso recurrir a una reserva de potencia rodante

que puede rondar los 20 GW. Esta elevada potencia rodante sería un problema y un importante sobre-coste si hubiera que implementarla ex profeso. Sin embargo, esto no es necesario si el mix de generación incorpora suficiente cantidad de potencia termosolar, lo cual es también recomendable desde el punto de vista de costes. En efecto, una central termosolar como las planteadas para este estudio, con 15 horas de acumulación térmica y factores de capacidad del orden del 50% están operativas un gran número de horas al año, aunque generando por debajo de su potencia nominal. Y a menudo, cuando no están generando, el bloque de potencia se encuentra caliente y listo para empezar a operar cuando aparezca el recurso solar, sin que llegue a enfriarse completamente en el ciclo diario de operación. Si a esto le añadimos la enorme facilidad de hibridación de estas centrales para que su bloque de potencia pueda trabajar con otro aporte térmico distinto, como por ejemplo el procedente de la combustión de la biomasa, nos encontramos ante una enorme disponibilidad de potencia rodante implementada en el sistema de generación prácticamente sin un coste adicional. Dado que las implicaciones energéticas asociadas a la cobertura de estas puntas de potencia son muy poco relevantes, no representa ningún problema el emplear biomasa para su cobertura. Pero desde un punto de vista económico resulta mucho más viable prever la posibilidad de operación híbrida de los bloques de las centrales termosolares que implementar una gran potencia de centrales de biomasa que vayan a funcionar con factores de capacidad por debajo del 10% y que se tengan que mantener en disponibilidad de potencia rodante con un considerable coste a lo largo de todo el año.

Es importante recordar aquí, que tal y como establecimos en la primera fase (IIT, 2005), no hemos asumido ninguna gestión de la demanda para el desarrollo de nuestro estudio, a fin de colocarnos en la situación más desfavorable. Así, la curva de demanda eléctrica cronológica que estamos usando es la correspondiente al año 2003 incrementada de forma proporcional durante todas las horas del año para conducirnos a la demanda total de 280 TW.h/a asumida para el año 2050. Es evidente que sólo con una gestión de la demanda adecuada a este sistema de generación se eliminarían totalmente estos requerimientos de potencia rodante.

Es decir, los resultados de este estudio indican la viabilidad de gestionar correctamente un sistema de generación 100% renovable incluso manteniendo un escenario BAU (Business As Usual) en el lado de la demanda. El gran potencial de generación renovable y la gran uniformidad de su reparto espacial en la España peninsular permite incluso esta aproximación basada exclusivamente en el lado de la oferta, lo cual trae como consecuencia la obligación de iniciar ya la transición del sistema de generación hacia la sostenibilidad. Pero es evidente que un planteamiento basado exclusivamente en la oferta resulta mucho más ineficiente que un planteamiento más global que abarque tanto oferta como demanda y las integre de forma inteligente. Esta afirmación, que podríamos considerar de validez general, cobra una especial relevancia al plantearse la reconversión del sistema energético actual hacia la sostenibilidad con los recursos disponibles. La operación de un sistema de generación 100% renovable sin una participación activa de la demanda conlleva unos grandes incrementos de la inversión necesaria, tal y como

26 quedará claramente puesto de manifiesto a la luz de los resultados de este estudio en el que se cuantifican en términos económicos las consecuencias de tener que regular la generación renovable para adaptarse a una demanda "ciega" a las características del sistema. En efecto, estos sistemas de generación se caracterizan por la existencia de unas puntas de potencia deficitaria de muy corta duración pero de elevada magnitud, obligando a realizar inversiones en instalaciones que se usarán con un factor de capacidad tremendamente bajo y por tanto con un coste unitario de la electricidad procedente de esas centrales muy alto. Sería mucho más económico y racional gestionar estas puntas de déficit desde el lado de la demanda, no requiriendo por tanto esas inversiones adicionales.

De hecho, resulta sorprendente la convergencia que recientemente está habiendo en esta dirección desde múltiples frentes. En (Morales Barroso, J., junio 2006) se plantea la convergencia de las redes eléctricas y de telecomunicaciones (sistema UETS: Universal Ethernet Telecommunications Service) como una evolución natural y sin necesidad de complejos desarrollos adicionales, para evolucionar desde la "Sociedad del Consumo y la Automoción" a la "Sociedad del Conocimiento y la Información". En estas condiciones, la red eléctrica pasaría a ser una red inteligente abriendo grandes posibilidades a la regulación y gestión descentralizadas tanto de la generación como de la demanda. Cualquier electrodoméstico conectado a la red estaría dotado de la inteligencia suficiente para acomodar en tiempo real su demanda a la disponibilidad de capacidad de generación. Los automóviles eléctricos, no sólo

contribuirían a una gran capacidad de acumulación descentralizada cargando sus baterías con el exceso de capacidad de generación al estar aparcados, sino que en condiciones de punta de demanda podrían aportar potencia distribuida descargando sus baterías para cubrir las puntas de demanda. Incluso se plantea en esta referencia la posibilidad de que los coches vayan dotados de módulos fotovoltaicos (este potencial fotovoltaico no está incluido en el valorado en la primera parte de este estudio, con lo que aumentaría el techo de la tecnología) de tal forma que constituyan un gran parque de generación descentralizado (y móvil), interactuando con la red directamente (al estar aparcados) o a través de la acumulación en sus baterías mientras estén en movimiento. Con una red inteligente de este estilo, los costes de un sistema de generación 100% renovable se verían significativamente reducidos por desaparecer esas puntas de déficit de capacidad de generación, con lo que la potencia del mix de generación a instalar se ve considerablemente reducida.

Otro planteamiento reciente en una dirección parecida es el que aparece en (ESA, junio 2006), donde la Agencia Espacial Europea lanza una invitación para ofertar estudios destinados a evaluar las ventajas de la participación de tecnologías espaciales para gestionar redes de generación eléctrica distribuidas, con gran participación de energías renovables. En estas condiciones, la información captada desde satélites aumentaría el nivel de inteligencia de la red, tanto en cuanto a disponibilidad de los distintos recursos energéticos como en la capacidad de predicción de la generación y de evolución de la demanda.

Por último, en este estudio hemos abordado el análisis de estos sistemas de generación 100% renovables desde la óptica y con las herramientas habituales dedicadas al análisis "convencional" de la red eléctrica. Los objetivos de estos análisis eran empezar a enfocar estos nuevos mix de generación desde los puntos de vista habituales en los análisis de red, tantear la capacidad de las herramientas de cálculo y análisis habituales en el sector para tratar con este nuevo esquema de generación, y detectar posibles limitaciones y necesidades de desarrollo futuro, tanto para la operación de estos sistemas de generación como para las herramientas dedicadas a analizarlos. Uno de los resultados principales en esta fase ha sido la constatación de las limitaciones existentes en las herramientas convencionales para los análisis de red a la hora de tratar con estos mix de generación con una gran contribución de tecnologías renovables. Estas limitaciones son grandes, y en muchos casos son estructurales por originarse en un cambio de filosofía de la generación respecto a la situación "convencional", conduciendo en general a unas importantes necesidades de reprogramación de las herramientas empleadas y a un considerable incremento de capacidad de cálculo necesaria. El desarrollo de estas nuevas herramientas cae completamente fuera del alcance de este proyecto, y nuestra aportación en este campo ha consistido principalmente en identificar las limitaciones y apuntar en la dirección del desarrollo requerido dando unos primeros pasos. Además, hemos desarrollado unos primeros análisis, basados en procedimientos iterativos que permitan una primera aproximación al problema empleando las herramientas convencionales, y que nos proporcionen una primera información de

las características de estos mix de generación basados en renovables desde la óptica del actual sistema de generación. Si la reconversión hacia la sostenibilidad de nuestro sistema energético pasa por la evolución hacia estos mix de generación basados en renovables, y si consideramos que la red eléctrica puede seguir desempeñando un papel relevante en el nuevo sistema energético, es evidente que se requiere un desarrollo técnico-científico importante para adaptar las herramientas de análisis a la nueva situación. Este desarrollo técnico-científico, en términos de tiempo y costes es totalmente insignificante frente a las inversiones necesarias para remodelar nuestro sistema energético, y desde nuestro punto de vista debería abordarse de forma absolutamente prioritaria. No vaya a ser que descartemos las soluciones tecnológicas que nos pueden encaminar hacia la sostenibilidad simplemente porque no dispongamos de las herramientas adecuadas para analizarlas correctamente...

En esta línea, el primer análisis realizado ha sido desde el punto de vista de los modelos de expansión de la generación. Ante una remodelación del sistema de generación es preciso afrontar unas inversiones muy importantes, por lo que resulta conveniente emplear herramientas que permitan optimizar las decisiones sobre las inversiones a realizar en base a los costes totales de la energía producida. Contamos con una gran disponibilidad de tecnologías renovables con capacidad más que suficiente para cubrir la demanda, y por tanto existen infinitos mix de generación que podrían conducirnos a la cobertura de la demanda, pero los costes de la energía producida con cada uno de estos mix serán distintos. Dado el

28 alcance e implicaciones de las inversiones a realizar conviene disponer de herramientas que nos permitan localizar el mix de mínimo coste de la energía total.

Basándonos en las evaluaciones y prospectivas de costes de las distintas tecnologías desarrolladas en este estudio, hemos empleado un modelo de expansión de la generación desarrollado en el IIT, que representa el estado actual de este tipo de modelos, para analizar el sistema de generación 100% renovable. La conclusión principal es que en su configuración actual, los modelos de expansión de la generación no tienen capacidad de localizar las inversiones más adecuadas en un mix de generación 100% renovable. El motivo fundamental es que estos modelos, siguiendo la estructura del modelo de generación actual, basan sus decisiones en una distribución monótona de la demanda, asumiendo que en cada bloque de carga todas las tecnologías en consideración están disponibles para aportar su potencia nominal, teniendo en cuenta las restricciones del recurso hidroeléctrico disponible en base anual y/o mensual. Pero en un sistema de generación basado en renovables esto no es cierto. Las tecnologías de generación varían su disponibilidad de forma cronológica a lo largo del tiempo, de tal forma que no se puede hacer un tratamiento monótono de la demanda pues en un bloque determinado de carga la disponibilidad de cualquier tecnología será en general distinta a su potencia nominal. Es decir, cuando un modelo de expansión de la generación asigna una tecnología a la cobertura de una porción de la demanda, lo hace en base a los costes de esa tecnología, pero sin verificar que esa tecnología esté disponible para proporcionar energía en las horas del año correspondien-

tes a esa porción de demanda. En el sistema de generación convencional esto es correcto porque se decide a voluntad cuando una tecnología produce o no, pero en un sistema de generación basado en renovables la generación adopta un protagonismo muy superior porque su disponibilidad varía cronológicamente a lo largo del año. Por tanto, al ejecutar los modelos de expansión de la generación actuales, el resultado final es de poca utilidad, pues dado el gran potencial de todas las tecnologías consideradas, simplemente asigna toda la capacidad de generación a la tecnología más económica, que en nuestro caso resulta ser la eólica. Pero realmente, con ese mix de generación no hay ninguna garantía de que se consiga cubrir la demanda por no haber contrastado la disponibilidad cronológica de esa tecnología. Es más, tal y como mostramos en el apartado de análisis temporal, debido a la gran reducción del factor de capacidad al intentar cubrir toda la demanda con una única tecnología, los costes de la electricidad generada con un mix dominado por una tecnología son en general superiores a los alcanzados con mix de mayor diversidad tecnológica.

La adaptación de los modelos de expansión de la generación a las condiciones de un sistema de generación basado en renovables pasan o bien por realizar el análisis en base cronológica, o bien por correlacionar la disponibilidad de generación con los distintos bloques de demanda.

La solución completa al problema sólo se obtiene realizando el análisis en base cronológica en lugar de monótona, considerando la evolución de demanda y capacidad de generación a lo largo de las 8.760 horas del año y de los años de vida útil del sistema de

generación. Sin embargo, esto presenta importantes limitaciones. La primera es de carácter computacional por la gran capacidad de cálculo requerida para ejecutar los modelos de optimización con este grado de detalle. La segunda es conceptual, y está asociada a la falta de determinismo en el conocimiento de la evolución temporal del recurso en el futuro. Es decir, podemos disponer de series temporales de evolución del recurso durante un año tipo representativo de la vida del sistema de generación, pero no se corresponderá con ninguno de los años reales que va a encontrarse ese mix de generación en su vida útil. Afortunadamente, la diversidad tecnológica y la dispersión espacial de la capacidad de generación regularizan tremendamente la disponibilidad del recurso tal y como mostramos en el análisis temporal, por lo que esta segunda limitación desaparece en la práctica, pudiendo desarrollar el análisis cronológico a lo largo de un único año y proporcionando un pequeño exceso de capacidad de generación para permitir la regulación del acoplamiento generación-demanda.

Una solución intermedia para adaptar los modelos de expansión de la generación actuales, sin incurrir en las grandes penalizaciones de cálculo del análisis cronológico, es buscar correlacionar los distintos bloques de carga monótonos con la disponibilidad del recurso de cada tecnología, lo cual requiere un análisis temporal y procesado de las series de capacidad de generación, y constituye sólo una mejor aproximación al problema, pero está limitada por la falta de correlación entre capacidad de generación y demanda para cada una de las tecnologías.

Una vez que ya se dispone de un mix de generación, bien sea porque el modelo de

expansión de la generación nos ha permitido decidir el mix óptimo a instalar o porque partimos de un mix dado, el siguiente paso en el análisis convencional de red consiste en determinar el despacho más económico de cada una de las tecnologías, es decir, el decidir cual de las tecnologías instaladas conviene que suministre cada porción de la demanda. Para este análisis hemos empleado la herramienta StarNet/RD, un modelo de explotación generación / red desarrollado en el IIT y programado en GAMS. Habitualmente, estos modelos se emplean para análisis a corto plazo (una semana), en cuyo caso la demanda se modela cronológicamente, o para análisis a largo plazo (un año) en cuyo caso la demanda se modela de forma monótona.

La primera limitación que surge al emplear estos modelos de generación / red para el análisis de un sistema basado en renovables es que, por los motivos anteriormente comentados de acoplamiento temporal generación-demanda, es preciso desarrollar el análisis en base cronológica y extenderlo a todo el año, con lo cual los requerimientos computacionales del modelo se disparan. Además, debe introducirse en el modelo la disponibilidad cronológica de la capacidad de generación de cada una de las tecnologías, así como las restricciones relevantes de los distintos recursos.

La exigencia de análisis cronológico extendido a todo el año acerca mucho los requerimientos sobre este modelo de generación / red a los que imponíamos en el modelo de expansión de la generación. La diferencia fundamental entre ambos reside en que el primero no tiene capacidad de tomar decisiones sobre las inversiones a realizar por manejar sólo los costes de operación. A la

30 vista de esta situación, parece adecuado unificar los requerimientos de desarrollo de herramientas de análisis para este tipo de sistemas de generación de tal forma que una misma herramienta pudiera servir para planificar la expansión de la generación y para determinar el despacho económico. Una forma que hemos explorado de emplear los modelos de generación / red para obtener simultáneamente el mix óptimo de generación y el despacho económico es mediante un proceso iterativo en que el modelo de generación / red se alimenta con los costes anualizados de la electricidad producida para cada tecnología según el despacho asignado en la ejecución anterior. Posteriormente, y dados los grandes problemas de convergencia de este planteamiento, hemos procedido a modificar la formulación del modelo de generación / red para incorporar tanto los costes de inversión como los de operación.

El modelo de generación / red se puede emplear para determinar el despacho económico sin restricciones de evacuación por parte de la red eléctrica (a nudo único), o incorporando las restricciones de evacuación de la red. Al intentar incorporar las restricciones de la red, el problema que nos hemos encontrado es que los modelos de la red peninsular disponibles tienen una gran cantidad de nudos (de 1200 a 400 en los modelos que teníamos disponibles), que al añadirlos a la necesidad de un análisis cronológico y a la gran cantidad de tecnologías involucradas y distribuidas por todos los nudos de la red disparan los requerimientos computacionales para la resolución del problema. En este sentido parecería apropiado desarrollar un modelo simplificado de red eléctrica del orden de 1 nodo por

provincia, que permitiera desarrollar análisis cronológicos destinados a sacar en un tiempo de cálculo razonable la información principal asociada a la planificación y explotación de un sistema de generación basado en renovables.

Por otro lado, la incorporación de las restricciones de red en la asignación del despacho económico, y más en las condiciones consideradas en las que hemos distribuido completamente la generación en una red concebida para un patrón de generación radicalmente distinto, conduce fácilmente a redistribuciones de la capacidad de generación que pueden estar ocasionadas por congestiones de carácter local de la red. Con el fin de profundizar en esta situación, sería adecuado proceder a realizar un análisis eléctrico más detallado de algunos casos de carga de la red para unos despachos preasignados, lo cual constituye uno de los siguientes pasos a dar en el análisis de estos sistemas de generación.

El problema fundamental en este tipo de estudios, que con el sistema de generación convencional se desarrollan para ciertos instantes a lo largo del año determinados fundamentalmente por la demanda (puntas, valles,...), es que en un sistema de generación basado en tecnologías renovables desaparecen en cierta medida los conceptos convencionales de punta y valle por no tener una potencia instalada fija, ni a lo largo del tiempo, ni en distribución geográfica al modificarse la disponibilidad temporal de cada tecnología a lo largo del territorio peninsular. Por tanto, es difícil determinar a priori los estados de carga críticos para la red, requiriendo en principio desarrollar el análisis para cada una de las 8.760 horas del

año. Sin embargo, la constitución de los mix de generación con gran aporte renovable, con múltiples solares y potencia rodante efectiva muy elevados, muy distribuidos a lo largo del territorio en comparación al mix de generación actual, e implementando muchas tecnologías con capacidad de respuesta muy elevada, proporcionan una gran flexibilidad para modificar el despacho en un instante dado acomodándose a las limitaciones de evacuación introducidas por la red. En este sentido probablemente baste con analizar con detalle algunos escenarios cercanos a las puntas de demanda (absoluta o relativa) para contrastar en una primera aproximación la viabilidad de gestionar este sistema de generación con la red eléctrica actualmente disponible.

De hecho, es cuestionable el sentido que tiene analizar un sistema de generación tan radicalmente distinto al actual y proyectado al año 2050 en el marco de la red de transporte eléctrico actual, que ha sido desarrollada para cumplir una función totalmente distinta. De cara al 2050, la estructura de la propia demanda puede haberse modificado radicalmente, tanto cuantitativa como cualitativamente. Baste con plantearse la posibilidad que comentábamos anteriormente de que se decida adoptar como vector energético principal para el suministro de la demanda total de energía la electricidad. En esta situación, la demanda eléctrica pasaría de 280 TW.h/a a más de 1.500 TW.h/a en la España peninsular del 2050. Si la red eléctrica debe encargarse de suministrar esos 1.500 TW.h/a es evidente que deberá sufrir una remodelación total, de alcance muy superior a las adaptaciones requeridas por una redistribución de la capacidad de generación por el territorio peninsular.

Sin embargo, el hecho de que en los países desarrollados partamos de un sistema de transporte y regulación completamente establecido y con grandes limitaciones para su desarrollo / modificación, actuará como condición de contorno del proceso de transición hacia un sistema de generación renovable, y puede llegar a influir la composición final del mix de generación por restricciones encontradas en dicho proceso de transición.

Nosotros hemos hecho un esfuerzo por avanzar, o por lo menos dar los primeros pasos, en el análisis desde la perspectiva de la red eléctrica actual, básicamente por proporcionar un acercamiento entre el sector eléctrico actual y los mix de generación 100% renovables necesarios para encauzar el sector hacia la sostenibilidad. Pero somos de la opinión de que, dada la gran flexibilidad para la regulación que proporciona un mix de estas características (múltiple solar elevado, potencia rodante elevada, opciones hibridación, diversidad tecnológica, elevada capacidad de respuesta,...) y su gran distribución espacial en la geografía peninsular, a lo que hay que añadir las interesantes opciones que se abren por el lado de la gestión de la demanda y la ampliación de la extensión territorial asociada al sistema eléctrico por las interconexiones e incrementos de intercambio con Europa y África (al ampliar la extensión territorial considerada, tanto la generación a partir de fuentes renovables como la demanda se regularizan en el tiempo, permitiendo cubrir un mayor porcentaje de la demanda con una potencia renovable y capacidad de almacenamiento o suplemento dadas), la capacidad de gestionar correctamente este mix de generación, incluso con la red de transporte actual, no representa una barrera tecnológica significativa para su desarrollo e implementación.

32 Para profundizar en estos sistemas de generación sería necesario desarrollar otros análisis de mayor detalle en la red eléctrica (flujos de carga en alterna, análisis de regulación, análisis de estabilidad...) que corresponden a una etapa posterior de análisis y escapan totalmente al alcance de este estudio.

En los últimos años, y a lo largo del desarrollo de este estudio, han empezado a aparecer análisis técnicos apuntando en la misma dirección de analizar la viabilidad de sistemas de generación basados en renovables. En todos los casos los estudios asumen escenarios no limitados por la red eléctrica. Es decir, asumen que la red de transporte eléctrico es un medio y no un fin, y se adaptará a los requerimientos del sistema de generación basado en renovables. Por tanto el análisis se limita a analizar la evolución temporal a lo largo de un año tipo de la capacidad de generación eléctrica renovable y de la demanda, determinando la necesidad de potencia instalada para cubrir la demanda eléctrica a lo largo de todo el año. La regulación necesaria del sistema de generación, así como las características de la red de transporte eléctrico para soportarlo, se asumen desarrolladas, pudiendo extraer de los resultados del análisis los requerimientos para estos dos sistemas, pero sin entrar en su evaluación técnica. Un sistema de generación eléctrica basado principal o exclusivamente en tecnologías renovables tiene unas características completamente distintas de los sistemas de generación actuales apoyados principalmente en la generación fósil o nuclear y con una pequeña penetración de generación renovable. Por ello, y dados los desarrollos tecnológicos a realizar en las propias tecnologías de generación, tiene lógica, por lo menos al largo plazo, el presuponer que el sistema de transporte eléctrico se adaptará

a las nuevas necesidades del sistema de generación remodelándose como sea necesario, sin convertirse en ninguna limitación estructural al desarrollo del sistema de generación basado en renovables.

En (Giebel G., 2000<sup>a</sup> y 2000b) y (Czisch G., Giebel G., 2000) se encuentran análisis de este estilo limitado a la generación eólica, esto es, un mix energético basado principalmente en la tecnología eólica para cubrir la demanda de electricidad en Europa. Es de resaltar el elevado potencial de penetración renovable (aunque sea de una sola tecnología) cuando se liberan las restricciones del sistema de transporte y se amplía el ámbito territorial de la generación más allá del de la demanda. Así, por ejemplo en (Czisch G., Giebel G., 2000) se esboza un escenario con el cual se satisface el 100% de la demanda de electricidad de la UE y Noruega sólo con el uso de energía eólica (660 GW) instalada en Europa, norte de Rusia, región del mar Caspio, Marruecos y Mauritania. Al abarcar una extensión geográfica tan amplia, basta con la capacidad de bombeo hidroeléctrico actualmente disponible (aumentando potencia de turbinas) en la región para compensar los excesos de producción y demanda (del orden del 14%).

En (Quaschnig V., 2001) se plantean los resultados de un análisis temporal para el suministro de electricidad renovable en Alemania con distintos escenarios de evolución de la demanda, combinando las tecnologías eólica, hidroeléctrica, biomasa y fotovoltaica, y evaluando los requerimientos de capacidad de almacenamiento. Para el año 2050, aunque sin proporcionar demasiada información sobre hipótesis, proceso de cálculo y resultados, en el escenario de ahorro energético, obtienen una cobertura del 99% de la demanda con

renovables, y unos requerimientos de capacidad de almacenamiento de sólo el 3% de la electricidad renovable generada.

En (Jaramillo O.A., Borja M.A., Huacuz J.M., 2004) se desarrolla un análisis temporal para analizar la capacidad de cobertura de la demanda eléctrica combinando energía eólica e hidroeléctrica en algunas regiones de México favorecidas por ambos recursos. Es un análisis de carácter mucho más local que los otros referenciados, pero muestra el potencial de aprovechar las sinergias entre estas dos tecnologías.

En (Illum, K., 2006) se analiza y valora una estrategia para reconducir el sistema nórdico (Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca) hacia la sostenibilidad energética en el 2030. Basándose en tecnologías hidroeléctrica, eólica, biomasa, solar y la cogeneración, y haciendo hincapié en la relevancia de la gestión integral del sistema energético en contraposición a un sistema eléctrico desacoplado del resto de la demanda energética, muestran la viabilidad de la transición del sistema energético respetando las restricciones ambientales y sin incurrir en costes que limiten el resto de actividades económicas, en contraposición a las fuertes limitaciones económicas que cabe esperar en caso de mantener la estructura energética actual dependiente del petróleo, el gas, y la nuclear.

En (Corsini A., Gamberale M., Rispoli F., 2006) se aplica un análisis temporal para analizar la viabilidad de un sistema energético basado en energías renovables (eólica, solar fotovoltaica y solar térmica de baja temperatura) y almacenamiento a través de hidrógeno para suministrar la demanda eléctrica de una isla italiana. El pequeño tamaño

del sistema eléctrico considerado (demanda máxima = 0,74 MW<sub>e</sub>), la gran estacionalidad de la demanda debida al turismo, y el hecho de estar aislado de cualquier otro sistema eléctrico, dificultan mucho más la cobertura de la demanda de este sistema que en el caso de la España peninsular considerada en nuestro estudio. Aún con todo, apoyándose en un sistema de almacenamiento estacional de hidrógeno para trasladar la mayor capacidad de generación en invierno (eólico dominante) hacia el verano con el pico de población y demanda asociado al turismo, e introduciendo medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda, consiguen cubrir el 90% de la demanda eléctrica con renovables.