

5 OBJETIVOS DEL PLAN HASTA EL AÑO 2020

5.1 CRITERIOS PARA LA ASIGNACIÓN DE OBJETIVOS POR TECNOLOGÍAS

España lleva un largo recorrido en el desarrollo e introducción de las energías renovables en el mercado energético. Esta estrategia, que se inició en el año 1980 después de las crisis energéticas de los años setenta, empezó a dar sus frutos a finales de la década y en los años 90, pero ha tenido una importante aceleración en la segunda mitad de la década 2000-2010.

El objetivo mínimo obligatorio del 20% para la participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía en España, fijado en la Directiva 2009/28 CE de energías renovables y recogido en el ordenamiento jurídico español mediante la Ley de Economía Sostenible, es una condición de contorno fundamental para el establecimiento del objetivo que se propone en este Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Pero habría que reflexionar sobre cuál es el objetivo idóneo, por encima de este objetivo mínimo, que cabría fijar para el futuro. Para ello, hay que tener en cuenta múltiples criterios, de tipo económico, ambiental, tecnológico y social.

En la coyuntura actual que atraviesa la economía mundial y la española, los aspectos de tipo económico tendrán una relevancia muy importante. El hecho de que, a día de hoy, la mayoría de las energías renovables eléctricas necesiten de unas retribuciones económicas adicionales a la de los distintos mercados para estimular su desarrollo, obliga a considerar el impacto que los costes de estas políticas tienen sobre esos mercados, especialmente sobre el mercado eléctrico, y como consecuencia, los efectos sobre la competitividad de la economía española y sobre la evolución de los precios de la energía.

Estas reflexiones son las que aconsejan fijar en este Plan de Energías Renovables un objetivo ajustado a la contribución mínima de las energías renovables que exige la Directiva de Energías Renovables para España, del 20%.

No obstante, los argumentos económicos no son los únicos que hay que tener en cuenta aunque sean los más importantes. El desarrollo de los sectores industriales y de servicios relacionados con las energías renovables y la relación entre la promoción de estas fuentes y la política de reducción de las emisiones de gases precursores del efecto invernadero, son algunos de los argumentos para aumentar los objetivos, que podrían compensar parcialmente los efectos económicos de la promoción de las energías renovables.

Haciendo un balance entre estos aspectos y considerando que el sistema energético debe integrar de una manera económicamente sostenible las energías renovables, el 21 de diciembre de 2010, la Subcomisión de análisis de la estrategia energética española para los próximos 25 años, constituida en el seno de la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de la Diputados, aprobó un documento con el apoyo de la mayoría de los grupos parlamentarios, en el que se recomendaba que la participación de las energías renovables fuera del 20,8% en el año 2020. Este es el objetivo que se recoge en este plan.

El siguiente paso, una vez adoptado un objetivo global para la participación de las energías renovables en el “mix” energético, es asignar los objetivos por sectores de energías renovables partiendo de un análisis multicriterio. A continuación se

comentan las variables tenidas en cuenta en la fijación de estos objetivos sectoriales.

Costes de generación

Los costes de generación de las tecnologías asociadas al aprovechamiento de las energías renovables es un parámetro muy importante a tener en cuenta en la asignación de objetivos por sectores.

Las tecnologías asociadas a cada uno de estos sectores han iniciado su camino hacia la competitividad en distintos momentos y a velocidades también distintas. Estos condicionantes, añadidos a las características intrínsecas de cada una de las tecnologías y de las propias fuentes energéticas, son determinantes para explicar la actual clasificación de las energías renovables atendiendo a sus costes.

Pero para fijar los objetivos sectoriales en el año 2020 debemos tener en cuenta los costes de las distintas tecnologías en el año 2020. Esto será determinante para fijar los objetivos de tecnologías que puedan entrar en competencia y, el caso más evidente, es el de las tecnologías eléctricas que vierten su producción a la red. Un completo análisis de los costes actuales de generación eléctrica con energías renovables y su prospectiva al año 2020 se puede encontrar en el apartado 5.2 de este documento y en cada uno de los apartados sectoriales del capítulo 4.

Según este análisis prospectivo, y en lo que se refiere a la generación de electricidad, la tecnología que presenta una mayor competitividad con el mercado eléctrico en el horizonte del año 2020 y que aporta un potencial energético muy importante de desarrollo es la energía eólica terrestre. Esta es una de las razones principales por la que se fija el mayor objetivo de crecimiento en el horizonte del plan para esta tecnología.

Del análisis se desprende, también, que otras tecnologías que pueden tener una participación muy importante en el mix energético en el futuro, como las solares, podrían ofrecer una competitividad con el mercado eléctrico en un horizonte no muy lejano, aunque se sitúen en la próxima década. Un análisis con mayor detalle de estas cuestiones, puede encontrarse en el apartado 10.4.

“Mix” de energías renovables suficientemente diversificado

La necesidad de diversificar las fuentes energéticas utilizadas para mejorar la seguridad de suministro es un concepto que también se debe tener en cuenta con las energías renovables. Atendiendo a sus características, y para asegurar la cobertura de la demanda en todo momento, también es conveniente tener una participación adecuada de cada una de ellas, combinándolas de la manera más eficiente.

Aprovechamiento eficiente de las energías renovables

A pesar de los elevados recursos de energías renovables disponibles en España, es necesario utilizarlos de una manera racional. Hay que prestar atención a qué tecnologías ofrecen un mejor aprovechamiento del potencial de las energías renovables y tenerlo en cuenta a la hora de asignar objetivos a nivel sectorial. La aplicación a los distintos usos finales de la energía y el potencial de evolución de las

tecnologías asociadas son aspectos también muy importantes para determinar el mix de energías renovables más adecuado.

Efectos ambientales de las energías renovables

Las energías renovables ofrecen una mejora muy importante respecto a las energías fósiles en cuanto a la reducción del impacto ambiental del ciclo energético y, por ello, su promoción representa una de las herramientas más importantes para luchar contra la degradación del medio ambiente. En algunos impactos como el cambio climático, la contribución de las energías renovables es determinante.

No obstante, el impacto ambiental de las energías renovables no es nulo y se deberán tener en cuenta las afectaciones ambientales de cada una de ellas en la definición del mix de las energías renovables.

Este punto está muy relacionado con el anterior, puesto que a un mayor rendimiento de las tecnologías de aprovechamiento, menores serán las necesidades de generación de energía primaria renovable y, por lo tanto, menores las afecciones ambientales que de ello se puedan derivar.

Facilidad de integración de electricidad a la red eléctrica

Para las tecnologías eléctricas, es fundamental el hecho de que una determinada tecnología pueda contribuir, o no, a la gestión de un sistema eléctrico ibérico que tiene una interconexión muy débil con el sistema eléctrico europeo y que va a continuar siendo débil en el período de aplicación del PER. Este va a ser un aspecto relevante a tener en cuenta. Estas cuestiones se analizan en el apartado 7.1.

Potencial disponible

El PER tiene un objetivo temporal fijado en el año 2020, pero también debe tener en cuenta un horizonte temporal más largo en la toma de decisiones que tienen períodos de maduración superiores a los 10 años. Este es el caso del desarrollo y la introducción de nuevas tecnologías que, a pesar de estar todavía alejadas de la competitividad, ofrecen unas posibilidades para el futuro que hay que tener en cuenta en el PER 2011-2020.

El potencial de las distintas tecnologías se describe en los correspondientes apartados del capítulo 4 y, de una manera comparada, en el punto 5.3.

Este análisis de potenciales, junto al análisis prospectivo de evolución de costes, debe ser tenido muy en cuenta en la definición de los objetivos de cada una de las tecnologías.

Potencial de mejora de la tecnología

La capacidad de evolución de las tecnologías también debe ser tenida en cuenta en la fijación de objetivos. Este es un tema que está muy relacionado con los costes, pero hay otros aspectos relevantes como las dificultades de integración en la red eléctrica u otros tipos de dificultades para su utilización como la inadecuación de los motores de vehículos para utilizar mezclas elevadas de etanol, la baja densidad de

acumulación de las baterías, las dificultades para el limpiado del biogás, la indisponibilidad de sistemas de anclaje para la eólica marina, etc. Si se prevén mejoras tecnológicas en estos campos en sectores que ofrecen potenciales elevados, deben ser tenidas en cuenta al fijar los objetivos sectoriales.

Empleo generado

El sector de las energías renovables es muy intensivo en la creación de puestos de trabajo, tal como se analiza en el punto 11.2. Pero la intensidad en las necesidades de empleo no es uniforme en todos los sectores, ni en la distribución territorial de esos empleos. Sectores como la biomasa presentan una mayor intensidad de creación de empleo y más concentrada en zonas rurales mientras otros sectores crean menos empleo sin una territorialización distinta al conjunto del empleo existente. Estas consideraciones deberán ser tenidas muy en cuenta en la fijación de objetivos sectoriales.

Apoyo público necesario

Las energías renovables necesitan de apoyos públicos para conseguir los objetivos marcados. Las necesidades de apoyo se irán reduciendo, como ya está pasando en los sectores más maduros, a lo largo de período de aplicación del presente plan, pero irán apareciendo nuevas tecnologías que ofrecerán mayores oportunidades y que necesitarán de nuevos apoyos, puesto que se encontrarán en una fase más inicial de su curva de experiencia.

A pesar de esto, habrá que administrar con prudencia el esfuerzo del conjunto de la sociedad para la promoción de las energías renovables, en el sentido de que hay que tener en cuenta las tecnologías que ofrecen unos costes, y unos precios, más competitivos y que, por lo tanto, requieren de menos apoyos públicos para su desarrollo. En los puntos 8.8 y 9.2 se tratan estas cuestiones.

Otros beneficios sociales

Se deberán tener en cuenta, también, otros aspectos como la contribución a la mejora y mantenimiento de las masas forestales, a la fijación de población en ámbitos rurales, a la contribución al desarrollo del sector agrícola y ganadero, al consumo de territorio, a la afectación paisajística, etc.

5.2 COMPARATIVA DE COSTES POR TECNOLOGÍAS

5.2.1 Costes de generación eléctrica (costes normalizados de renovables y fósiles)

Para el análisis de costes, en primer lugar se han agrupado las tecnologías renovables con mayor capacidad instalada actual y en el prerregistro.

Tecnologías eólica (onshore y offshore) y solar (termoeléctrica y fotovoltaica)

Para la tecnología **fotovoltaica** los rangos de variación de costes se han definido en función de las tipologías establecidas en el Registro de preasignación de tarifa para

instalaciones fotovoltaicas (PREFO). De este modo la banda superior lo constituye la tipología I de instalaciones sobre edificaciones, y la banda inferior la tipología II donde se incluyen el resto de instalaciones, típicamente sobre suelo. Es importante destacar que los valores representados resultan del análisis de instalaciones medias en cada tipología.

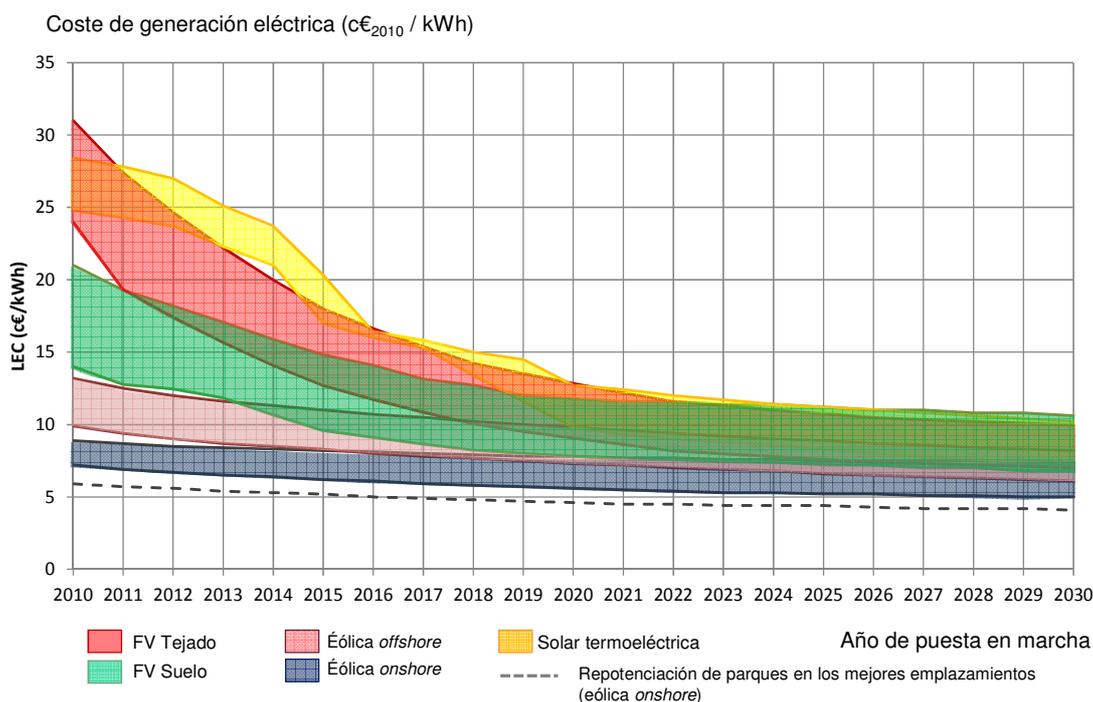
Para la tecnología solar termoeléctrica el rango de variación viene determinado en función de la tecnología empleada, según sea cilindro parabólico o de torre. El límite superior corresponde a la tecnología de torre hasta aproximadamente el año 2015 y de cilindro parabólico en adelante. El límite inferior corresponde a la tecnología de cilindro parabólico hasta alrededor de 2015 y de torre en adelante. Nótese que el escenario contempla que la torre alcance el liderazgo tecnológico a partir de 2015. Esto asume que se desarrollan suficientes proyectos de la tecnología de torre en los próximos años para poder recorrer la curva de experiencia. Adicionalmente, es importante indicar que para la torre se espera un aumento de la escala de las centrales desde 20 a 40 MW en 2015 y a 50 MW¹ en 2018. Para las centrales cilindro parabólicas, se espera un incremento de 50 MW a 100 MW en 2016 y a 200 MW en 2020. Por último, se ha considerado la entrada al final de la presente década de tecnologías disruptivas, como la generación directa de vapor con captadores cilindro parabólicos o las torres de gas.

Para las plantas de tecnología eólica onshore, el rango de variación para instalaciones de 50 MW se establece en función de la calidad del recurso eólico. El límite superior corresponde a zonas de viento moderado (~2.000 horas) y el límite inferior a zonas de viento medio (~2.400 horas en 2010). La raya punteada corresponde a zonas de viento intenso (~2.900 horas en 2010), que serían resultado de repotenciar los parques situados en las mejores localizaciones actuales.

Para las plantas de tecnología eólica offshore, el rango de variación para instalaciones de 150 MW se establece en función de la distancia a la costa, con el límite superior establecido a 50 km de distancia a la costa y el límite inferior a 10 km de distancia a la costa.

¹ Torres de receptor central de sales fundentes con 15 horas de almacenamiento. Para otras configuraciones o para menor número de horas de funcionamiento se alcanzarían potencias de turbina de vapor superiores a 50 MW

Figura 5.2-1. Rangos de variación de costes de generación eléctrica



Fuente: BCG e IDAE

Tecnología de generación eléctrica con biomasa

El segundo grupo de tecnologías integra la generación eléctrica con biomasa. La generación con biomasa es muy relevante en España por capacidad instalada y disponibilidad de recurso natural, si bien es cierto que su desarrollo reciente se encuentra por debajo de lo esperable dado su potencial.

Para la elaboración de los escenarios se ha distinguido entre plantas en función de la escala de las mismas (10-20 MW por un lado y 2 MW por otra), la materia prima empleada (b.6.1 o cultivo energético, b.8.2 o biomasa industrial forestal y b.6.2, b.6.3 y b.8.1 para otras biomásas), así como la tecnología empleada (caldera y turbina vs. gasificación).

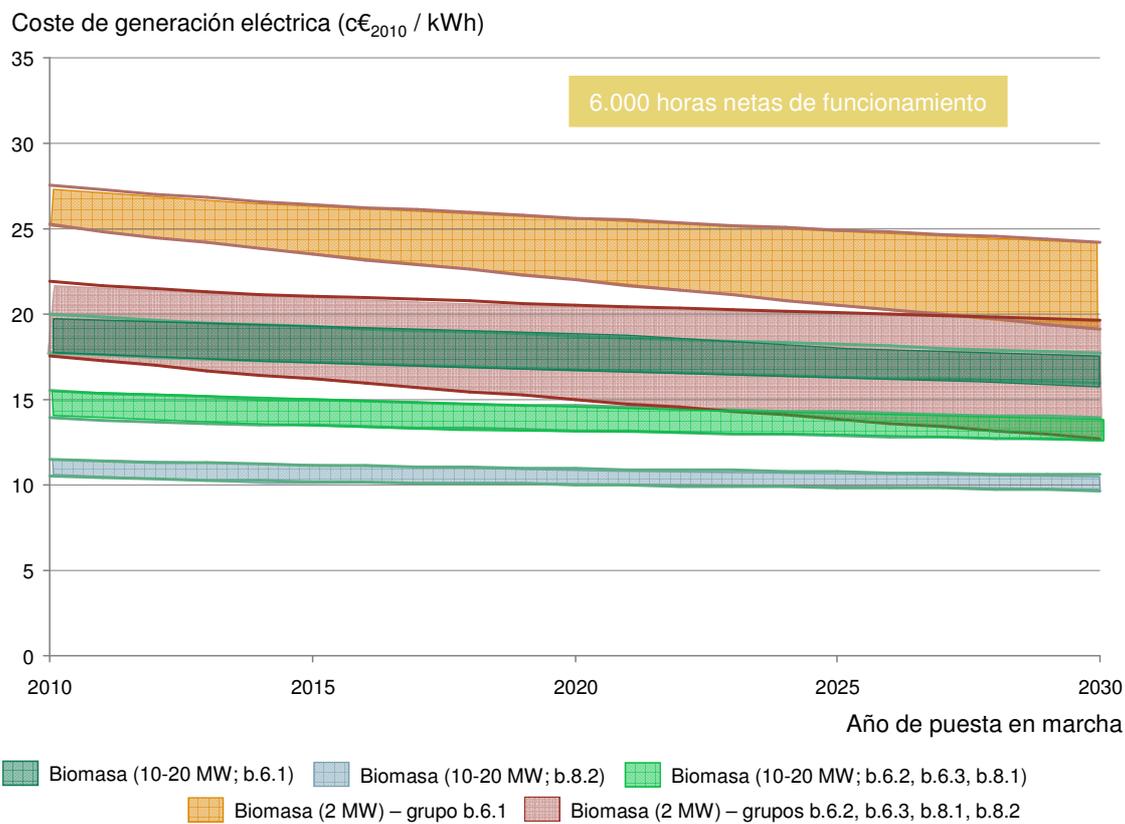
Los rangos han quedado por tanto divididos en:

- **Biomasa 10-20 MW (b.6.1)**, donde el límite superior representa instalaciones de 10 MW y el inferior instalaciones de 20 MW.
- **Biomasa 10-20 MW (b.6.2, 6.3, 8.1)**, donde el límite superior representa instalaciones de 10 MW y el inferior instalaciones de 20 MW.
- **Biomasa 10-20 MW (b.8.2)**, donde el límite superior representa instalaciones de 10 MW y el inferior instalaciones de 20 MW.
- **Biomasa 2 MW (b.6.1)**, donde el límite superior representa ciclos de vapor (caldera más turbina) mientras que el límite inferior representa plantas con tecnología de gasificación.
- **Biomasa 2 MW (b.6.2, 6.3, 8.1, 8.2)**, donde el límite superior representa ciclos de vapor (caldera más turbina) mientras que el límite inferior

representa plantas con tecnología de gasificación.

De este modo, asumiendo 6.000 horas de funcionamiento, los costes de generación serían los siguientes:

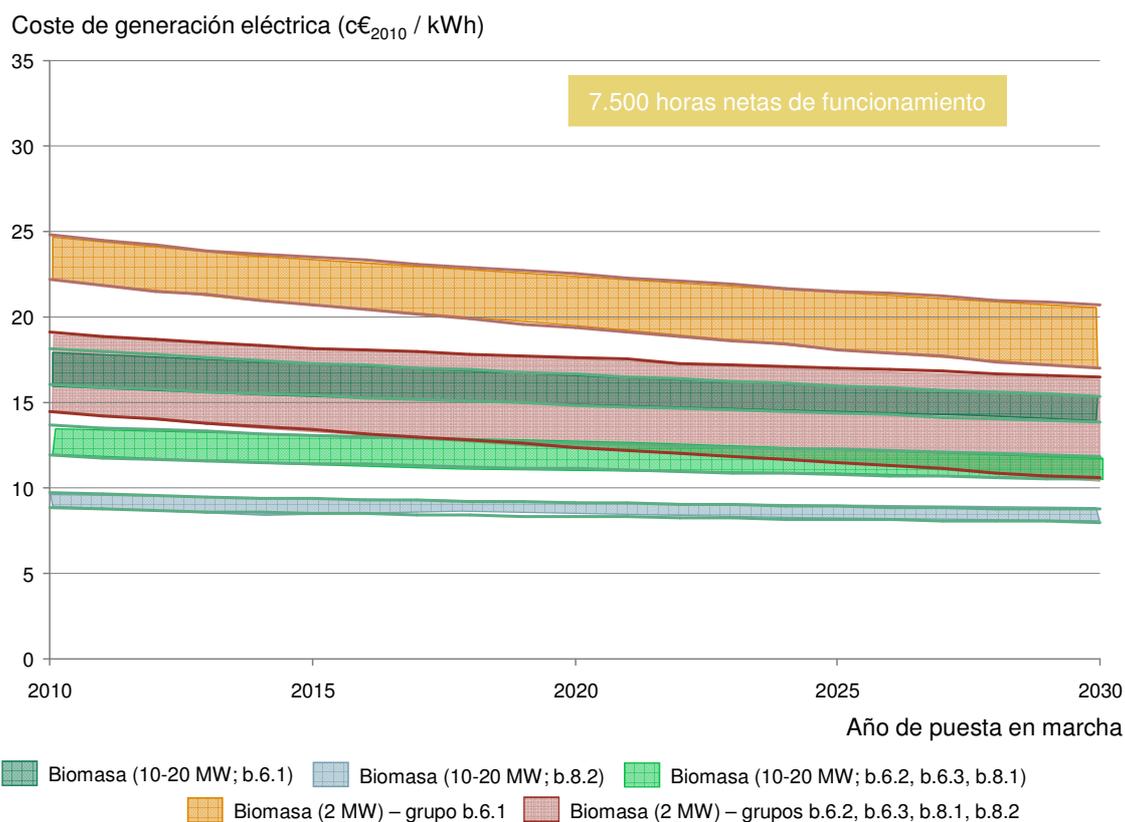
Figura 5.2.2. Costes de generación eléctrica biomasa (6.000 horas de funcionamiento)



Fuente: BCG

En un escenario algo menos conservador con 7.500 horas netas de funcionamiento, los costes de generación serían algo inferiores, tal y como se puede observar en la gráfica adjunta.

Figura 5.2.3. Costes de generación eléctrica biomasa (7.500 horas de funcionamiento)



Fuente: BCG

Los costes de generación para el caso de biomasa están íntimamente ligados a los costes del combustible, es decir, de la biomasa como materia prima. La evolución de estos costes de biomasa, considerada para la representación de las figuras 5.2.2 y 5.2.3, es muy conservadora. Cabe esperar que un mayor desarrollo del mercado de la biomasa implique una bajada de su precio, de forma que las curvas representadas alcancen valores inferiores a los presentados en los últimos años, dotando a las curvas de una pendiente más acusada.

Tecnología de generación de biometanización y residuos domésticos

El tercer grupo de tecnologías renovables integra a las plantas de biometanización y de residuos domésticos. Las primeras son asimismo divididas en función del contenido energético del residuo y de la cantidad de residuo procesado (escala de la planta).

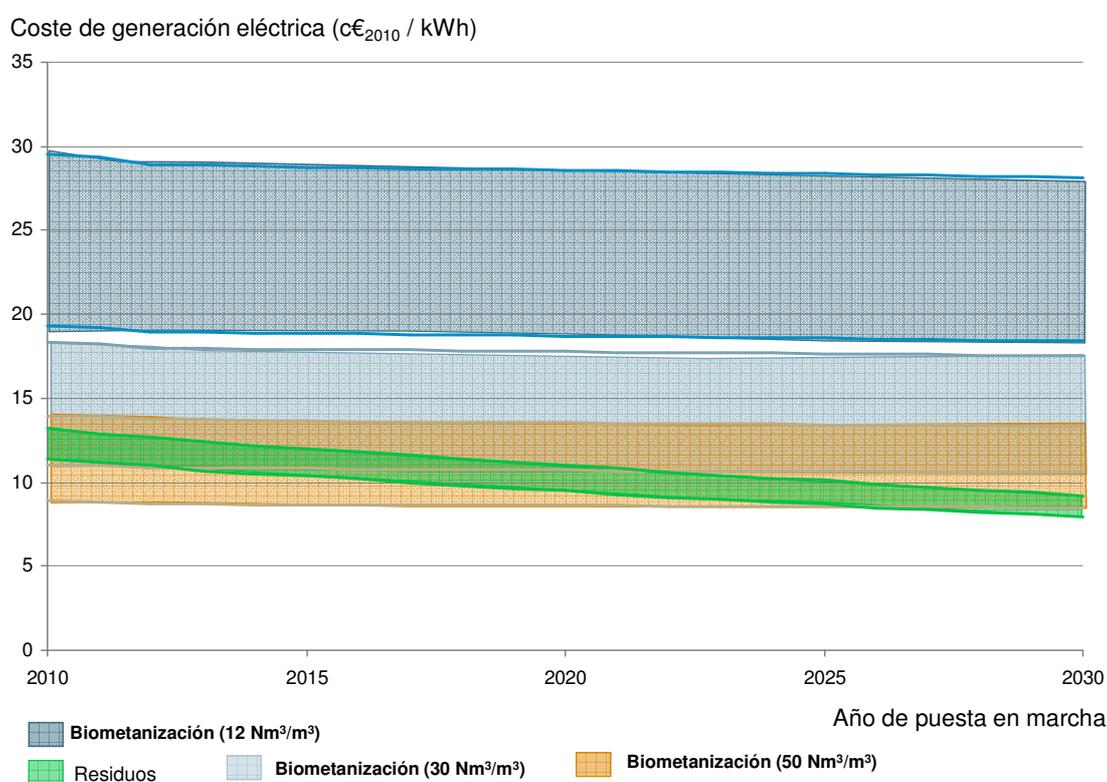
Los rangos han quedado por tanto divididos en:

- **Biometanización (12 Nm³/m³):** el límite superior en plantas con capacidad de proceso de 30.000 t anuales de residuo (~100 kW de potencia eléctrica) y el límite inferior para plantas de 150.000 t anuales de residuo (~500 kW de potencia eléctrica).
- **Biometanización (30 Nm³/m³):** el límite superior en plantas con capacidad de proceso de 30.000 t anuales de residuo (~250 kW de potencia eléctrica) y el límite inferior para plantas de 150.000 t anuales de residuo (~1,3 MW de potencia eléctrica).

- potencia eléctrica).
- **Biometanización (50 Nm³/m³):** el límite superior en plantas con capacidad de proceso de 30.000 t anuales de residuo (~500 kW de potencia eléctrica) y el límite inferior para plantas de 150.000 t anuales de residuo (~2 MW de potencia eléctrica).
 - **Plantas de Residuos Domésticos:** el límite superior lo marcan plantas con capacidad de tratamiento de 300.000 t anuales de residuos domésticos, mientras que el límite inferior está definido por plantas con capacidad de tratamiento de 450.000 t anuales.

En el caso de plantas de biometanización, merece la pena destacar la enorme dispersión de costes de generación, debido al diverso origen existente según el residuo tratado y la capacidad de proceso de las plantas.

Figura 5.2.4. Costes de generación eléctrica biometanización y residuos domésticos



Fuente: BCG

Tecnología de generación de energías del mar, hidráulica y geotérmica

La energía hidroeléctrica es la tecnología más consolidada y de mayor grado de madurez dentro de las energías renovables, como resultado de más de un siglo de desarrollo. Fruto de esa experiencia, la energía minihidráulica presenta unos costes próximos a alcanzar la competitividad dentro del mercado eléctrico, aunque estos son muy variables dependiendo de la tipología de la planta y de la actuación a realizar.

En la figura 5.2.5., el rango de variación para la energía minihidráulica vendrá determinado por una combinación de antigüedad de la planta y tipo de instalación. Así, el límite superior viene dado por plantas de nueva construcción e instalaciones de agua fluyente y el límite inferior está determinado por plantas rehabilitadas, y que por tanto requieren menor inversión, en instalaciones de agua fluyente.

Dentro de este grupo de tecnologías de generación eléctrica renovable se incluyen las energías del mar y la energía geotérmica, que a diferencia de la energía hidroeléctrica, se trata de tecnologías incipientes a penas desarrolladas en España.

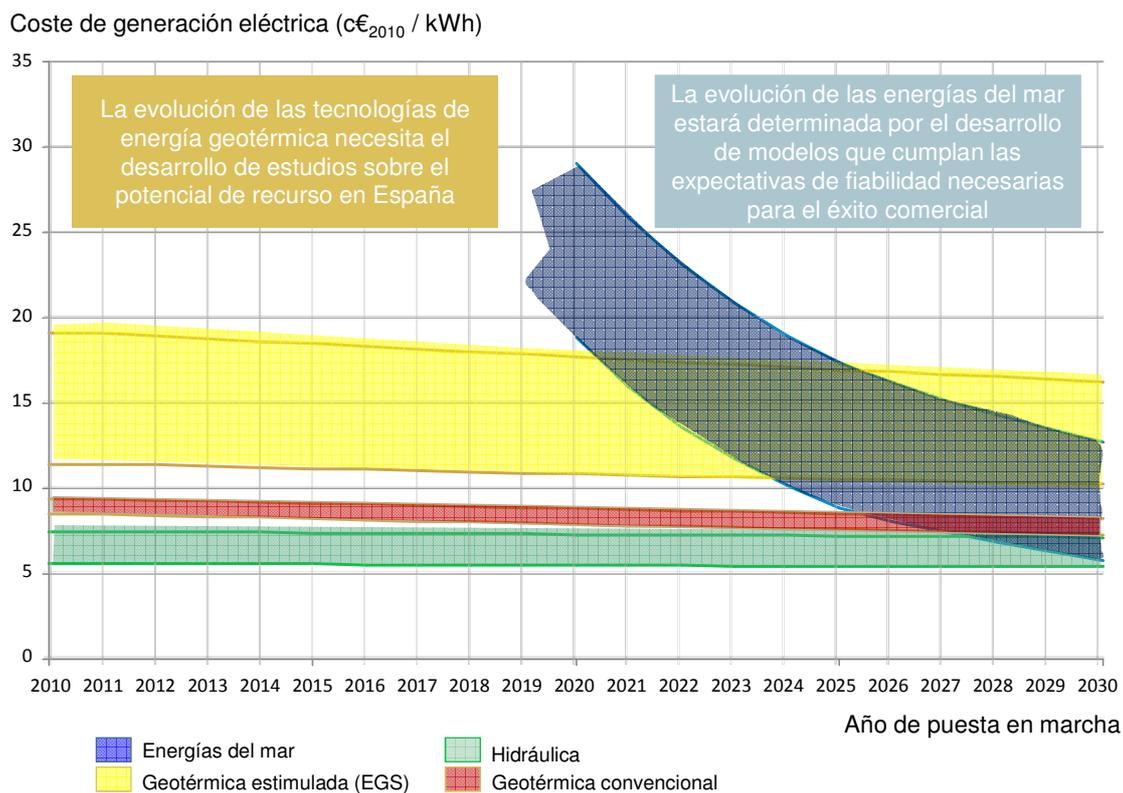
Las **energías del mar** tienen un enorme potencial pero la tecnología se encuentra todavía en una fase muy inmadura, lejos del desarrollo a escala comercial. Si se lograra en los próximos años el diseño específico capaz de extraer la energía del mar podríamos tener una tecnología con amplio recurso en España y con un potencial significativo de alcanzar costes bajos. El amplio rango de costes a futuro representa la incertidumbre que rodea a la tecnología, dada su inmadurez, siendo el rango superior la hipótesis conservadora y el rango inferior la hipótesis agresiva en la reducción de costes. Hasta la segunda mitad de la década que viene no se espera tener plantas comerciales.

Respecto a la **energía geotérmica convencional**, los rangos alto y bajo dependen de realizar plantas con cogeneración (límite inferior) o sin ella (límite superior). La energía geotérmica convencional es una tecnología madura, aunque no se haya desarrollado en España hasta la fecha, sin embargo la duda reside en la cantidad y calidad del recurso en España.

La **energía geotérmica estimulada** es una nueva tecnología en fase de desarrollo y por tanto, más inmadura. El diferencial de costes vendrá determinado por los costes de perforación asociados, del que se espera una amplia dispersión. El límite superior corresponde a costes de perforación un 50% por encima de la media, mientras que el límite inferior corresponde a un coste de perforación un 50% por debajo de los costes de perforación medios.

En cualquier caso, la evolución de las tecnologías de energía geotérmica necesita el desarrollo de estudios sobre el potencial real del recurso en España.

Figura 5.2.5. Costes de generación eléctrica energías del mar, hidráulica y geotérmica



Fuente: BCG

5.2.2 Coste de energías térmicas

Para las tecnologías de generación térmica, hemos agrupado las plantas según tres potenciales configuraciones. Para cada configuración mostramos los rangos de costes para las tres tecnologías a tratar: solar térmica, geotérmica y biomasa.

Las tres configuraciones corresponden a:

- 1) Generación de calor en el ámbito residencial,
- 2) Generación de calor y frío en el ámbito residencial. Se trata de plantas que requieren los ciclos de frío, pero se benefician generalmente de mayor escala y horas de utilización que las plantas de generación pura de calor.
- 3) Generación de calor en el ámbito industrial o *district heating*. Se trata de configuraciones que se benefician de mayor escala y por tanto de menores costes de generación.

En cualquier caso se puede observar que el mayor potencial de reducción de costes se encuentra en la solar térmica, como consecuencia del empleo de una reducción de costes en el proceso productivo y una mejora de la cadena de suministro en España si se desarrolla el mercado local.

Tecnología de generación térmica (calor) residencial

Para las plantas de **energía geotérmica (con bomba de calor)** el rango de variación depende fundamentalmente de la escala de las plantas. El límite superior corresponde a una planta de 10 kW, mientras que el límite inferior corresponde a una

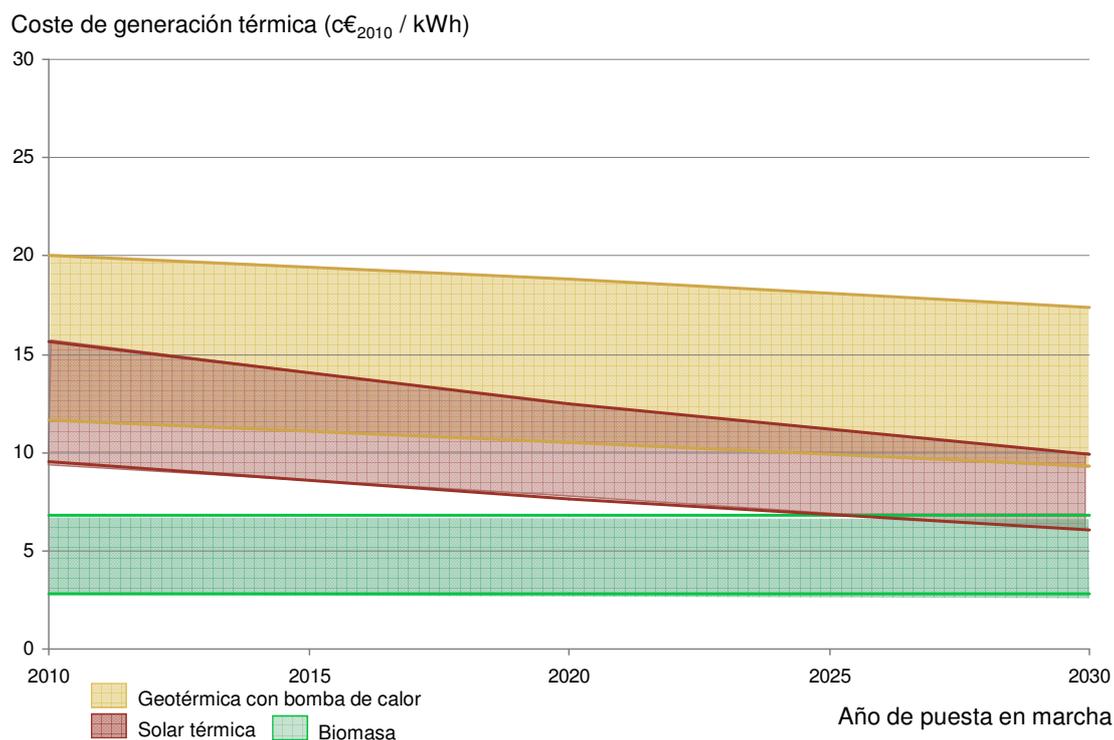
planta de 300 kW. En cualquier caso se asume que las plantas funcionan 1.500 horas equivalentes anuales.

Para las plantas con tecnología **solar térmica** el rango de variación dependerá tanto de la escala de las plantas como de la tecnología empleada. De esta manera el límite superior corresponde a plantas de tubo de vacío de 10 kW, mientras que el límite inferior corresponde a plantas con colector plano con recubrimiento con 300 kW de potencia. Se asume que las plantas tienen un funcionamiento de 1.000 horas equivalentes anuales.

Para las plantas de **biomasa** el rango de costes corresponde en cualquier caso a calderas de 500 kW de potencia y el rango de variación viene determinado por el coste del combustible. Así, el límite superior corresponde a plantas de pellets a granel (~160 €/t) mientras que para el límite inferior se asume el empleo de cáscaras de almendra a granel (~106 €/t). En ambos casos las plantas operan 1.500 horas equivalentes anuales.

En las secciones correspondientes de cada tecnología se desarrolla en detalle la descripción e implicaciones de las diferentes tecnologías y configuraciones.

Figura 5.2.6. Costes de generación térmica (calor) residencial



Nota 1: se estiman 1.000 horas anuales equivalentes de solar térmica debido a la restricción en la insolación anual, especialmente durante los meses que requieren más calefacción
 Nota 2: la generación térmica residencial con biomasa puede alcanzar valores de hasta ~15 c€/kWh en el caso de calderas de 25 kW de potencia y pellets comprados en bolsas pequeñas (~15 kg)

Tecnología de generación térmica (calor y frío) residencial

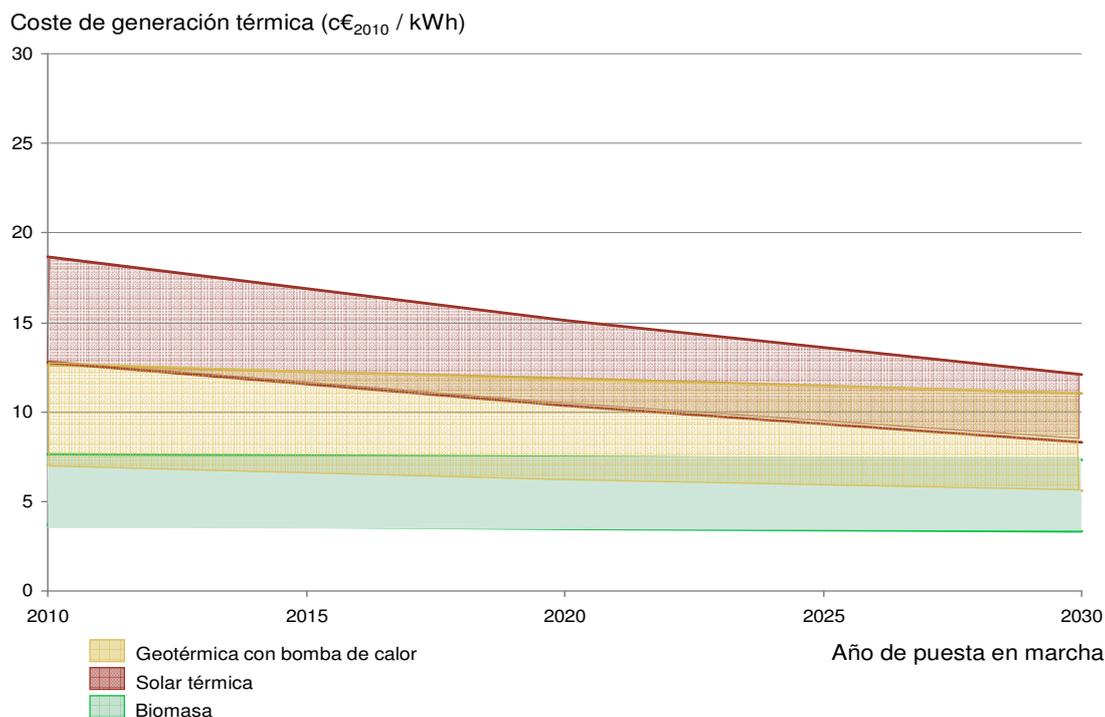
Al tratarse igualmente de configuraciones de uso doméstico, se trata de plantas con potencia equivalente a la anterior. La única diferencia fundamental se encuentra en la necesidad de la inversión en el ciclo de frío y en el mayor número de horas de funcionamiento.

Para las plantas de **energía geotérmica (con bomba de calor)** el rango de variación depende fundamentalmente de la escala de las plantas. El límite superior corresponde a una planta de 10 kW, mientras que el límite inferior corresponde a una planta de 300 kW. En cualquier caso se asume que las plantas funcionan 2.500 horas equivalentes anuales.

Para las plantas con tecnología **solar térmica** el rango de variación dependerá tanto de la escala de las plantas como de la tecnología empleada. De esta manera el límite superior corresponde a plantas de tubo de vacío de 10 kW, mientras que el límite inferior corresponde a plantas con colector plano con recubrimiento con 300 kW de potencia. Se asume que las plantas tienen un funcionamiento de 1.500 horas equivalentes anuales.

Para las plantas de **biomasa** el rango de costes corresponde en cualquier caso a calderas de 500 kW de potencia y el rango de variación viene determinado por el coste del combustible. Así, el límite superior corresponde a plantas de pellets a granel (~160 €/t) mientras que para el límite inferior se asume el empleo de cáscaras de almendra a granel (~106 €/t). En ambos casos las plantas operan 2.500 horas equivalentes anuales.

Figura 5.2.7. Costes de generación térmica (calor y frío) residencial



Tecnología de generación térmica industrial y District Heating

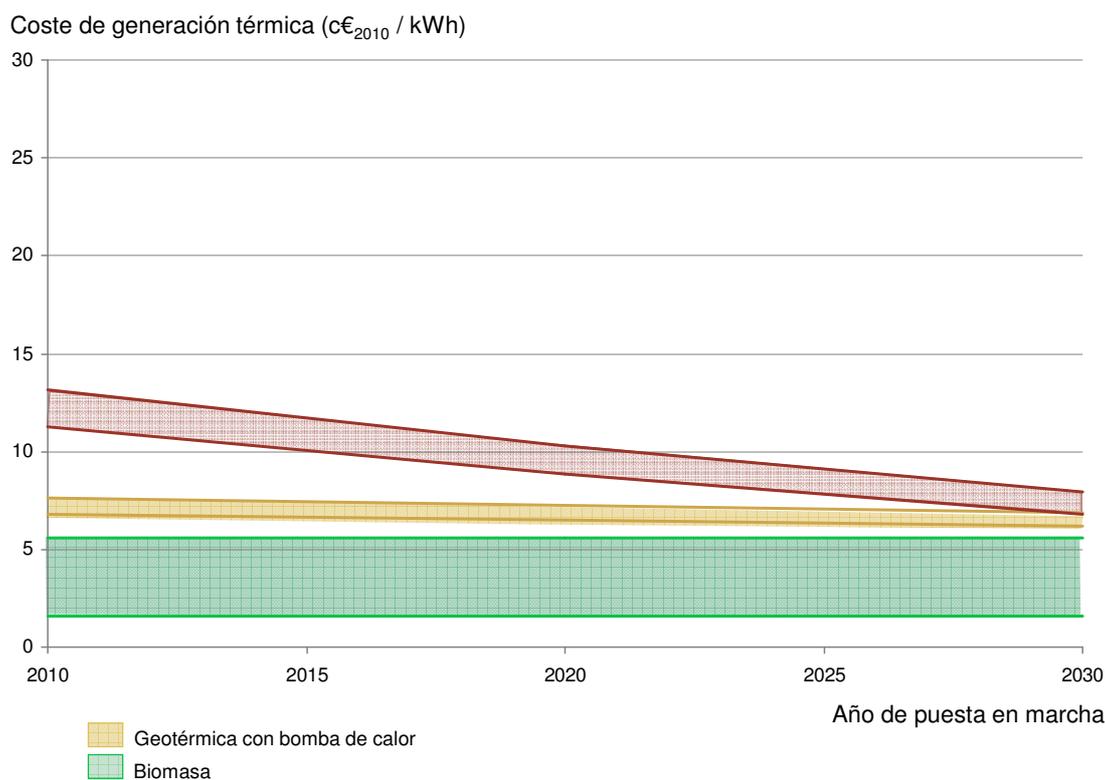
Para la generación térmica industrial y *district heating* nos encontramos con plantas de mayor potencia y que por tanto se benefician de una mayor escala.

Para las plantas de tecnología **geotérmica (*district heating*)** el rango de variación viene determinado por la potencia instalada para instalaciones que trabajan durante 3.500 horas anuales equivalentes. El límite superior corresponde a 500 kW, mientras que el límite inferior corresponde a plantas de 10.000 kW de potencia.

Para las plantas de tecnología **solar térmica (*district heating*)** el rango de variación viene determinado por la tecnología para instalaciones de 1.000 kW que trabajan durante 1.500 horas anuales equivalentes. El límite superior trata de plantas con tubo de concentración como colector, mientras que el límite inferior lo configuran plantas con colector plano con recubrimiento.

Finalmente para plantas de **biomasa**, los rangos de costes propuestos corresponden a calderas de 1.000 kW que trabajan durante 4.500 heq, mientras que el rango de variación viene determinado por el coste del combustible, siendo el límite superior pellets a granel (~160 €/t) y el límite inferior cáscara de almendra a granel (~106 €/t)

Figura 5.2.8. Coste de generación térmica industrial y *district heating*



Fuente: BCG

En el caso de biomasa los costes de generación están íntimamente ligados a los costes del combustible, es decir, de la biomasa como materia prima. La evolución de estos costes de biomasa, considerada para la representación de las figuras 5.2.6,

5.2.7 y 5.2.8, es muy conservadora. Cabe esperar que un mayor desarrollo del mercado de la biomasa implique una bajada de su precio, de forma que las curvas representadas alcancen valores inferiores a los presentados en los últimos años, dotando a las curvas de biomasa de una pendiente más acusada.

5.2.3 Costes de biocarburantes

Sobre la base del *ETP BLUE Map Scenario*², la Agencia Internacional de la Energía (AIE) ha desarrollado estimaciones de costes de varios carburantes basadas en el análisis de los componentes de su cadena de valor. Los costes de producción estimados para los biocarburantes (precios de venta minorista equivalentes) muestran significativas diferencias dependiendo de factores como los costes de las materias primas y la escala y complejidad tecnológica de la planta.

En lo que se refiere a los biocarburantes de segunda generación, no se dispone de datos detallados, lo que en buena parte se debe a que no existen plantas en fase comercial y a que la información existente suele ser confidencial.

Por lo que respecta a las estimaciones realizadas a muy largo plazo (2020-2030), éstas se basan en los costes fijos y variables más bajos que podrían alcanzarse, confiando en el efecto combinado de mayores producciones y de las curvas de aprendizaje.

El principal coste asociado a la producción de biocarburantes mediante tecnologías convencionales es la materia prima, que supone entre el 45 y el 70% de los costes de producción. En el caso de las tecnologías de producción de biocarburantes de segunda generación, el principal coste se atribuye a la inversión (entre el 35 y el 50%), seguido de los costes de la materia prima (entre el 25 y el 40%) (AIE, 2009). A largo plazo, reducir la volatilidad de los costes de la materia prima supondrá una gran ventaja para los biocarburantes de segunda generación que usen biomasa lignocelulósica procedente de cultivos energéticos, deshechos y residuos. Mediante el aprovechamiento de los coproductos, como DDGS, glicerina, bagazo, lignina o el calor residual se pueden reducir los costes de producción de biocarburantes hasta un 20%, dependiendo del tipo de biocarburante producido y del uso de los coproductos. En algunos casos, como en el de la producción de biodiésel a partir de aceite de soja, el biocarburante se podría considerar más un subproducto que el producto principal.

En la figura 5.2.9 se representan dos análisis de costes distintos con el objeto de tener en cuenta variables como la relación entre el incremento de los precios del petróleo y los costes de producción de biocarburantes. El escenario de bajo coste (*low-cost scenario*) considera un mínimo impacto del aumento del precio del petróleo en los costes de producción de biocarburantes. El coste de producción de biocarburantes disminuye a medida que se incrementa el tamaño de la planta y la eficiencia del proceso. Los costes (precio de venta minorista equivalente, sin impuestos) de producción de biocarburantes de segunda generación como etanol celulósico y BtL se asemejan a los de la gasolina y el diésel en el horizonte de 2030. El etanol procedente de la caña de azúcar mantiene el menor coste de producción de todos los analizados durante todo el periodo considerado.

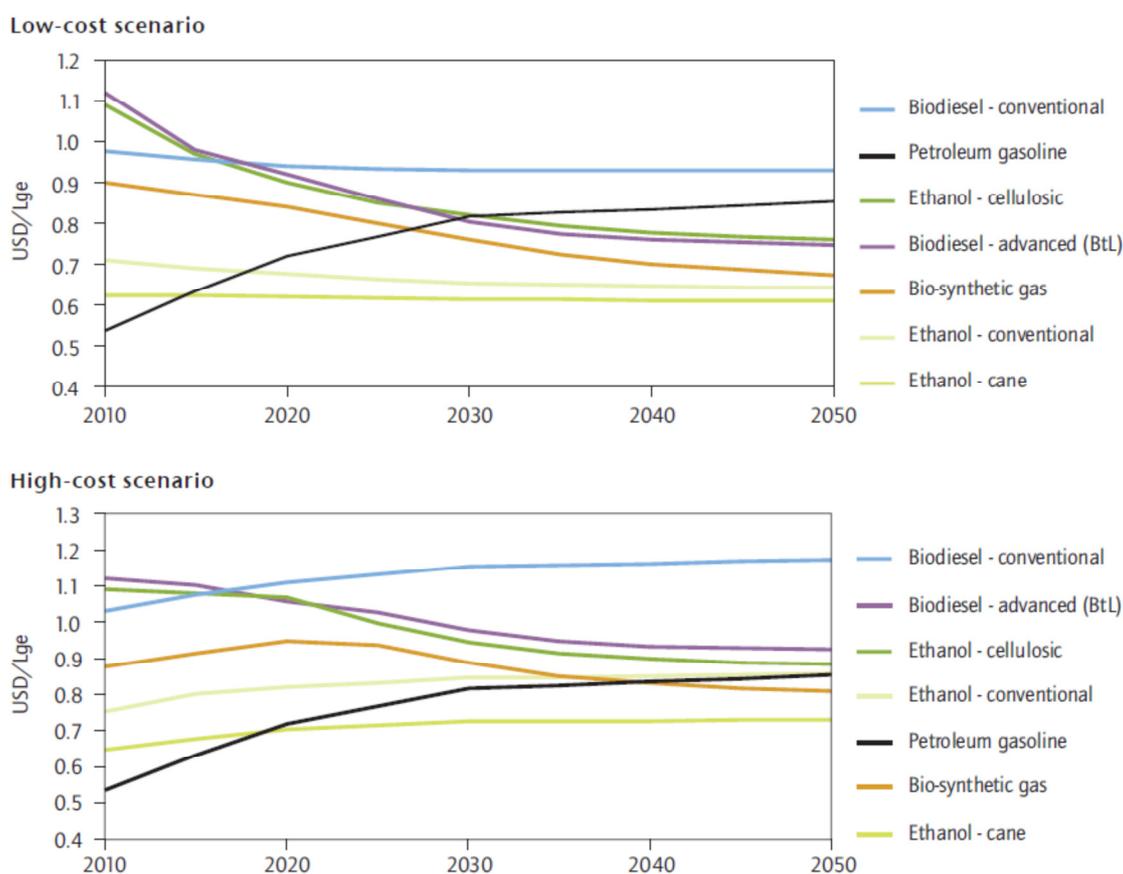
En el escenario de alto coste (*high-cost scenario*) los precios del petróleo tienen un mayor impacto sobre los costes de producción y la mayor parte de los biocarburantes

² ETP: Energy Technology Platform

son algo más caros que la gasolina o el gasóleo, con el petróleo a 120 USD/Bbl en 2050. Sin embargo, la diferencia de coste total en comparación con los carburantes fósiles es menor de 0,1 USD/l en 2050, a excepción del biodiésel convencional. De hecho, el gas sintético de origen biológico (bio-syngas) y el bioetanol de caña de azúcar podrían ser producidos a menor coste que aquellos. Así, la mayor parte de los biocarburantes convencionales estarían cerca de la paridad de coste (el bioetanol de caña estaría, de hecho, por debajo del precio de referencia de los carburantes fósiles).

Que los biocarburantes de segunda generación alcancen o no los costes de producción de los carburantes convencionales es algo que depende de muchos factores aún inciertos, si bien un escenario de precios de petróleo altos combinado con un precio elevado de la tonelada de CO₂ contribuiría enormemente a alcanzar la paridad de coste.

Figura 5.2.9. Estimación de la evolución de los costes de diferentes biocarburantes, conforme al Escenario blue map



Note: costs reflect global average retail price without taxation. Regional differences can occur depending on feedstock prices and other cost factors.

Fuente: AIE. Technology Roadmap “Biofuels for Transport”; 2011

5.3 COMPARATIVA DE POTENCIALES POR TECNOLOGÍAS

Potencial de recursos renovables

El PER tiene un objetivo temporal fijado en el año 2020, pero también debe tener en cuenta un horizonte temporal más largo en la toma de decisiones que tienen períodos de maduración superiores a los 10 años. Este es el caso del desarrollo y la introducción de nuevas tecnologías que, a pesar de estar todavía alejadas de la competitividad, ofrecen unas posibilidades para el futuro que hay que tener en cuenta en el PER 2011-2020.

La evaluación del potencial total de cada fuente de energía renovable es una labor compleja dada la naturaleza de estos recursos. En general, la mayoría de estas energías proceden de la energía solar, transformada de una u otra forma, pero sus posibilidades de aprovechamiento están limitadas según las características de cada fuente de energía renovable. En general podemos distinguir entre:

- Potencial total: toda la energía existente de un tipo concreto de fuente renovable.
- Potencial accesible: toda la energía que es posible aprovechar técnicamente de un tipo concreto de fuente renovable.
- Potencial disponible: toda la energía que es posible aprovechar técnicamente de un tipo concreto de fuente renovable teniendo en cuenta consideraciones económicas, sociales y de mercado.

El potencial que va a considerarse para la planificación será el potencial disponible tal y como se ha definido en el párrafo anterior, pero este podría variar si las circunstancias socioeconómicas o de mercado cambiasen.

El potencial de las distintas tecnologías se describe en los correspondientes apartados del capítulo 4.

A continuación se presenta una tabla resumen, referido al potencial disponible según fuente de energía

Tabla 5.3.1. Potencial disponible según fuente de energía

Tecnología	Potencial disponible (ktep)
Biocarburantes	4.775
Biogás	1.819
Biomasa	20.425
Energías del mar	516
Eólica	> 66.000
Geotermia	25.546
Hidroeléctrica	5.642
Residuos	4.045
Fotovoltaica	> 260.000
Solar térmica	>15.000
Solar termoeléctrica	257.000

Fuente: elaboración propia

Es necesario realizar una serie de comentarios a esta tabla:

- El valor en el sector de los biocarburantes es el potencial de producción en el horizonte 2020 (entendido como la capacidad de fabricación instalada que se estima para esa fecha) pero no considera todo lo que podría realizarse si se utilizaran más recursos como los que aparecen en el área de biomasa.
- El valor de biomasa se considera conservador pero parte de sus recursos podrían ser aprovechados para producción de biocarburantes. Por otro lado, dependiendo de la distribución entre aplicaciones térmicas y eléctricas de la biomasa, este potencial de energía final podría variar ya que las aplicaciones térmicas tienen un mayor rendimiento e implican un aprovechamiento más eficiente del recurso en cuanto a energía final generada.
- El valor del área hidroeléctrica no incluye bombeos.
- El potencial para la energía solar en España es mucho mayor al planteado en la tabla ya que la media de irradiación global es 1.600 kWh/m² al año sobre superficie horizontal, lo que nos sitúa a la cabeza de Europa. Se ha considerado un valor conservador de energía final producida.
- El potencial para fotovoltaica y para solar termoeléctrica es el mismo pero la diferencia de rendimiento de las instalaciones implica valores ligeramente distintos. Estos dos valores no pueden sumarse ya que la cantidad utilizada por una tecnología impedirá su aprovechamiento con la otra.

Otras consideraciones a tener en cuenta en esta tabla son las aplicaciones finales de cada tecnología. Mientras que las áreas de energías del mar, eólica, hidroeléctrica, fotovoltaica y solar termoeléctrica sólo se dedicarán a generación eléctrica, las áreas de biocarburantes y solar térmica lo harán exclusivamente a generación de energía térmica y las áreas de biogás, biomasa, geotermia y residuos dividirán su producción entre generación eléctrica y generación térmica.

Potencial según aplicación

Como se ha indicado, no todas las fuentes de energía renovable pueden abastecer todo tipo de aplicaciones, por ello deben tenerse en cuenta por separado los potenciales existentes según la capacidad de generación eléctrica o térmica.

A continuación se presenta una tabla resumen, referido al potencial para generación eléctrica.

Tabla 5.3.2. Potencial para generación eléctrica

Tecnología	Potencial (GW)
Solar	> 1.000
Eólica terrestre+marina	340
Geotermia (zonas estudiadas)	2,7
Geotermia (zonas favorables, por evaluar)	16,9
Energía de las olas	20
Hidroeléctrica	33
Bombeo	13
Biomasa eléctrica	8
Residuos domésticos	1,8
Biogás	1,2

Fuente: elaboración propia

Como puede observarse, además del gran potencial bruto que ofrece la energía eólica, evaluado en unos 340 GW, las tecnologías solares ofrecen un potencial elevadísimo. También son muy relevantes las aportaciones que pueden hacer fuentes como la energía de las olas, la biomasa o la geotermia.

La siguiente tabla presenta el potencial de aquellas fuentes de energía renovable con participación en la generación de energía térmica:

Tabla 5.3.3. Potencial de fuentes de energía renovable con participación en la generación de energía térmica

Tecnología	Potencial (ktep)
Biocarburantes	4.775
Biogás	1.819
Biomasa	20.425
Geotermia	12.376
Residuos	4.045
Solar térmica	>15.000

Fuente: elaboración propia

Respecto a esta tabla deben considerarse las mismas apreciaciones realizadas para la tabla de potencial disponible de recursos renovables respecto a biocarburantes y biomasa.

Debe considerarse que en el caso de biocarburantes, biogás, biomasa, residuos y solar térmica el potencial que se presenta es el mismo que el potencial del recurso. Por tanto, los casos de biogás, biomasa y residuos son alternativos con los potenciales eléctricos.

De ello se deduce que el potencial para biogás, biomasa y residuos deberá repartirse entre aquella energía que se destine a producción eléctrica y la dedicada a usos térmicos, considerando que habrá instalaciones de cogeneración que produzcan tanto electricidad como calor.

En el caso de geotermia, el valor expuesto sólo incluye aquellas aplicaciones destinadas a producción de calor mediante recursos geotérmicos de baja temperatura. La diferencia con el potencial total (13.170 ktep) corresponde al recurso destinado a aplicaciones eléctricas utilizando recursos geotérmicos de media y alta temperatura y EGS.

Los recursos de biocarburantes, aunque puedan dedicarse a otras aplicaciones térmicas, tendrán como destino principal el sector transporte, mientras que el resto de tecnologías cubrirán otras aplicaciones térmicas, como procesos industriales, climatización y producción de ACS.

Este análisis de potenciales, junto al análisis prospectivo de evolución de costes, debe ser tenido muy en cuenta en la definición de los objetivos de cada una de las tecnologías.

5.4 OBJETIVOS GLOBALES

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

Para ello, establece objetivos para cada uno de los Estados miembros en el año 2020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año. En España, el objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 –mismo objetivo que para la media de la UE–, junto a una contribución mínima del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año. Objetivos que, a su vez, han quedado recogidos en la Ley 2/2011, de Economía Sostenible.

En esa línea, el Plan de Energías Renovables 2011-2020 recoge una serie de propuestas, las cuales, convenientemente combinadas, ejecutadas, coordinadas y supervisadas, pretenden cumplir con los requerimientos europeos, alcanzando los objetivos nacionales en 2020 fijados en el plan y que representarán, según la metodología de la Directiva 2009/28/CE, un consumo final bruto de energías renovables del 20,8% sobre el consumo de energía final, así como un consumo final de las mismas del 11,3% sobre el consumo final bruto de energía en el transporte.

La Directiva 2009/28/CE es parte del llamado Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, que establece para 2020 el triple objetivo de 20% de mejora de la eficiencia energética, 20% de energías renovables y 20% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Existe la posibilidad de que este último objetivo se eleve hasta el 30%, lo que llevaría asociada la necesidad de modificar los objetivos nacionales de reducción de estos gases y las políticas para conseguirlos, lo que podría suponer la revisión de los objetivos del PER.

Es importante observar que los anteriores porcentajes que definen los objetivos, tanto los de la Directiva 2009/28/CE como los del PER 2011-2020, al igual que los que se encuentran en las tablas y gráficos que se incluyen a continuación, se basan en el escenario de eficiencia energética adicional, el cual se analizó en el capítulo 3 y cuyo resumen y previsión de evolución se puede observar en la tabla 3.4.4 de dicho capítulo.

5.4.1 Cálculo del objetivo energético

El método de cálculo que estipula la Directiva 2009/28/CE para medir el cumplimiento del objetivo global del 20% en 2020 y de su trayectoria indicativa consiste en la siguiente división:

- En el numerador figura el consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables. Éste se calculará como la suma del consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes renovables, del consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables para calefacción y refrigeración y del consumo final de energía procedente de fuentes renovables en el sector del transporte.

Es importante aclarar que la Directiva 2009/28/CE define el consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes de energía renovables como la cantidad de electricidad generada a partir de estas fuentes, excluyendo la electricidad producida en unidades de acumulación por bombeo a partir de agua que se ha bombeado previamente aguas arriba. Igualmente, define el consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables para calefacción y refrigeración como la energía procedente de fuentes renovables producida en sistemas urbanos, más el consumo de otras energías procedentes de fuentes renovables en la industria, los hogares, los servicios, la agricultura, la silvicultura y la pesca, con fines de calefacción, refrigeración y procesos.

- El denominador consiste en el consumo final bruto de energía de todas las fuentes energéticas. Así mismo, es conveniente explicar lo que la Directiva 2009/28/CE entiende por consumo final bruto de energía; a saber, todos los productos energéticos suministrados con fines energéticos a la industria, el transporte, los hogares, los servicios, incluidos los servicios públicos, la agricultura, la silvicultura y la pesca, incluido el consumo de electricidad y calor por la rama de energía para la producción de electricidad y calor e incluidas las pérdidas de electricidad y calor en la distribución y transporte.

Respecto al método de cálculo estipulado por la Directiva 2009/28/CE para medir el cumplimiento del objetivo del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte en 2020; numerador y denominador consisten en:

- En el numerador aparece el consumo final de todos los tipos de energía procedente de fuentes renovables consumidas en todos los tipos de transporte.
- Para el denominador se considera el consumo en el sector del transporte de gasolina, gasóleo, biocarburantes utilizados en el transporte por carretera y ferrocarril y electricidad.

Además, para el cálculo de electricidad procedente de fuentes de energía renovables y consumida por los vehículos eléctricos de carretera, este consumo se multiplicará por 2,5. En la misma línea, la contribución de los biocarburantes obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico se considerará que equivale al doble de la de otros biocarburantes.

5.4.2 Evolución del objetivo energético global en el período 2010-2020

A continuación se presenta una tabla resumen que recoge tanto los objetivos obligatorios como la senda indicativa de las cuotas de energía procedente de fuentes de energía renovables en el consumo final bruto, según marca la Directiva 2009/28/CE. En la misma se muestra también el grado de cumplimiento de dichos objetivos, teniendo en cuenta las previsiones de consumo final bruto de energía procedente de fuentes de energías renovables, las cuales se basan en la aplicación de las diferentes iniciativas propuestas en este plan.

Respecto al cálculo del grado de cumplimiento del objetivo de energías renovables en el transporte, en la fila C.3 de la tabla se incluye el método de cálculo para el numerador, el cual se comentó en el apartado anterior. La fila C.2 se refiere a los biocarburantes del Artículo 21, apartado 2 de la Directiva 2009/28/CE, el cual alude a los biocarburantes obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico.

La fila D representa la suma de la totalidad del consumo final bruto de energía procedente de energías renovables. A título aclaratorio se comenta que el valor en cada año que se observa en esta fila D no tiene porqué coincidir con la suma de las tres líneas precedentes del mismo año, ya que, por ejemplo, la misma electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables se puede haber contabilizado tanto en el consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes renovables en el sector eléctrico, como en el consumo de electricidad procedente de fuentes renovables en el sector del transporte. Por lo tanto, para evitar la doble contabilización en el total, después de haber sumado las filas A, B y C, habría que sustraer, una sola vez, esa electricidad que aparece tanto en la línea A como en la línea C (esta electricidad se puede encontrar para cada año más adelante en la tabla 5.5.6, la cual desglosa el objetivo en el sector de transporte, bajo la denominación “*Electricidad procedente de fuentes renovables*”).

Respecto a la fila F, consumo final bruto de energía en todos los sectores de consumo energético, el cual se utiliza como denominador para el cálculo del cumplimiento de la trayectoria indicativa y del objetivo obligatorio del 20%, hay que destacar que en algunos años, este consumo ha sido corregido según el Artículo 5, apartado 6 de la Directiva 2009/28/CE, el cual estipula que la cantidad de energía consumida en la aviación en un año determinado se considerará que no sobrepasa el 6,18% del consumo final bruto de energía de ese mismo año.

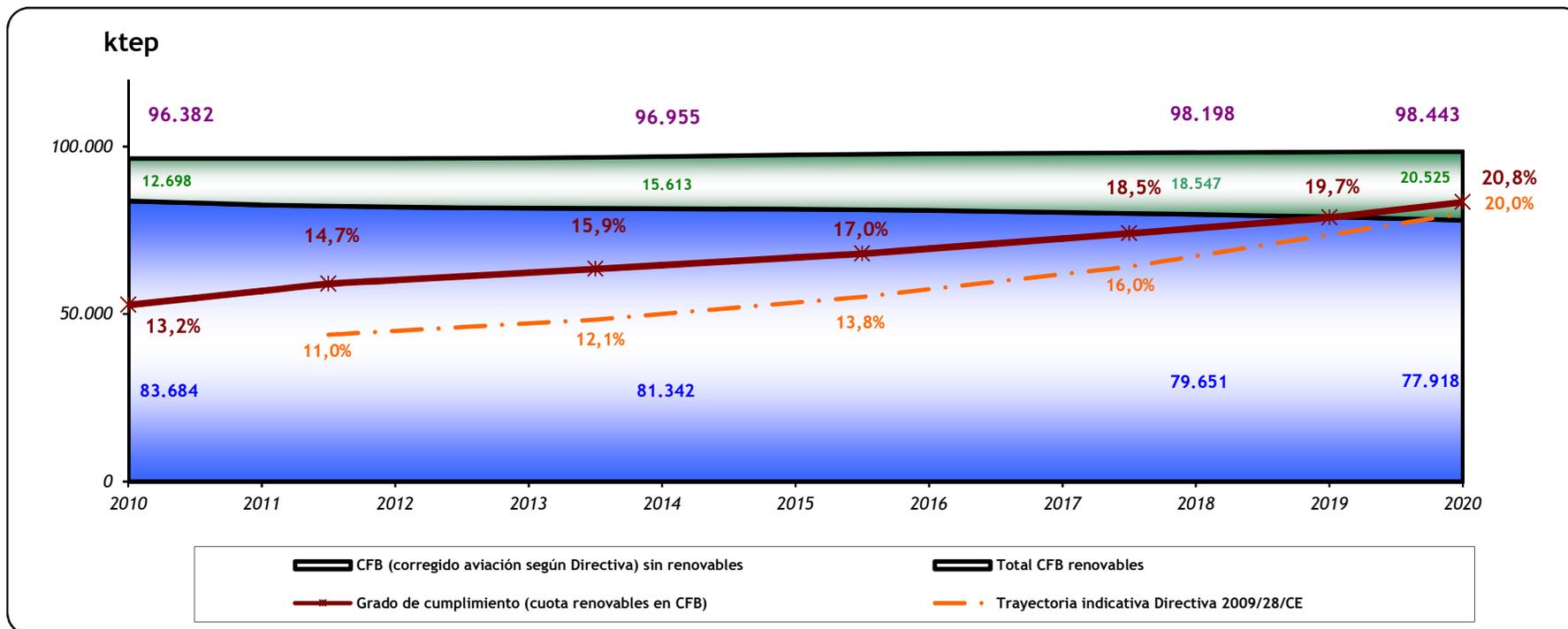
En la parte inferior de la tabla se observan los grados de cumplimiento de los objetivos obligatorios en 2020 de energías renovables en el sector del transporte y en el consumo final bruto, así como la trayectoria indicativa marcada por la Directiva 2009/28/CE. Se constata que la previsión del cumplimiento de los objetivos europeos es satisfactoria.

Tabla 5.4.1. Objetivos globales del plan de energías renovables 2011-2020 y grado de cumplimiento de los objetivos obligatorios e indicativos de la Directiva 2009/28/CE

ktep	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
A. Consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes renovables	4.624	7.323	7.860	8.340	8.791	9.212	9.586	9.982	10.547	11.064	11.669	12.455
B. consumo final bruto de fuentes renovables para calefacción y refrigeración	3.541	3.933	3.992	4.034	4.109	4.181	4.404	4.651	4.834	5.013	5.152	5.357
C. Consumo final de energía procedente de fuentes renovables en el sector transporte	245	1.538	2.174	2.331	2.363	2.418	2.500	2.586	2.702	2.826	2.965	3.216
C.1. Consumo de electricidad procedente de fuentes renovables en el sector del transporte por carretera	0	0	0	0	5	11	21	34	49	67	90	122
C.2. Consumo de biocarburantes del artículo 21.2	0	5	15	45	75	105	142	167	193	177	199	252
C.3. Subtotal renovables para cumplimiento del objetivo en transporte: $(C)+(2,5-1) \times (C.1)+(2-1) \times (C.2)$	245	1.543	2.189	2.376	2.446	2.540	2.674	2.805	2.968	3.103	3.299	3.651
D. Consumo total de fuentes de energía renovables (evitando doble contabilización de la electricidad renovable en el transporte)	8.302	12.698	13.901	14.533	15.081	15.613	16.261	16.953	17.776	18.547	19.366	20.525
E. Consumo final bruto de energía en transporte	32.431	30.872	30.946	31.373	31.433	31.714	32.208	32.397	32.476	32.468	32.357	32.301
F. Consumo final bruto de energía en calefacción y refrigeración, electricidad y transporte	101.719	96.382	96.381	96.413	96.573	96.955	97.486	97.843	98.028	98.198	98.328	98.443
Objetivos en el transporte (%)												
Objetivo obligatorio mínimo en 2020												10,0%
Grado de cumplimiento del objetivo obligatorio en 2020 (C.3/E)	5,0%											11,3%
Objetivos globales (%)												
Trayectoria indicativa (media para cada bienio) y objetivo obligatorio mínimo en 2020			11,0%	12,1%	13,8%	16,0%						20,0%
Grado de cumplimiento de la trayectoria indicativa y del objetivo obligatorio mínimo en 2020 $(D/F \text{ o } [D_{\text{año1}}+D_{\text{año2}}]/[F_{\text{año1}}+F_{\text{año2}}])$	8,2%	13,2%	14,7%	15,9%	17,0%	18,5%	19,7%			20,8%		

Fuente: elaboración propia

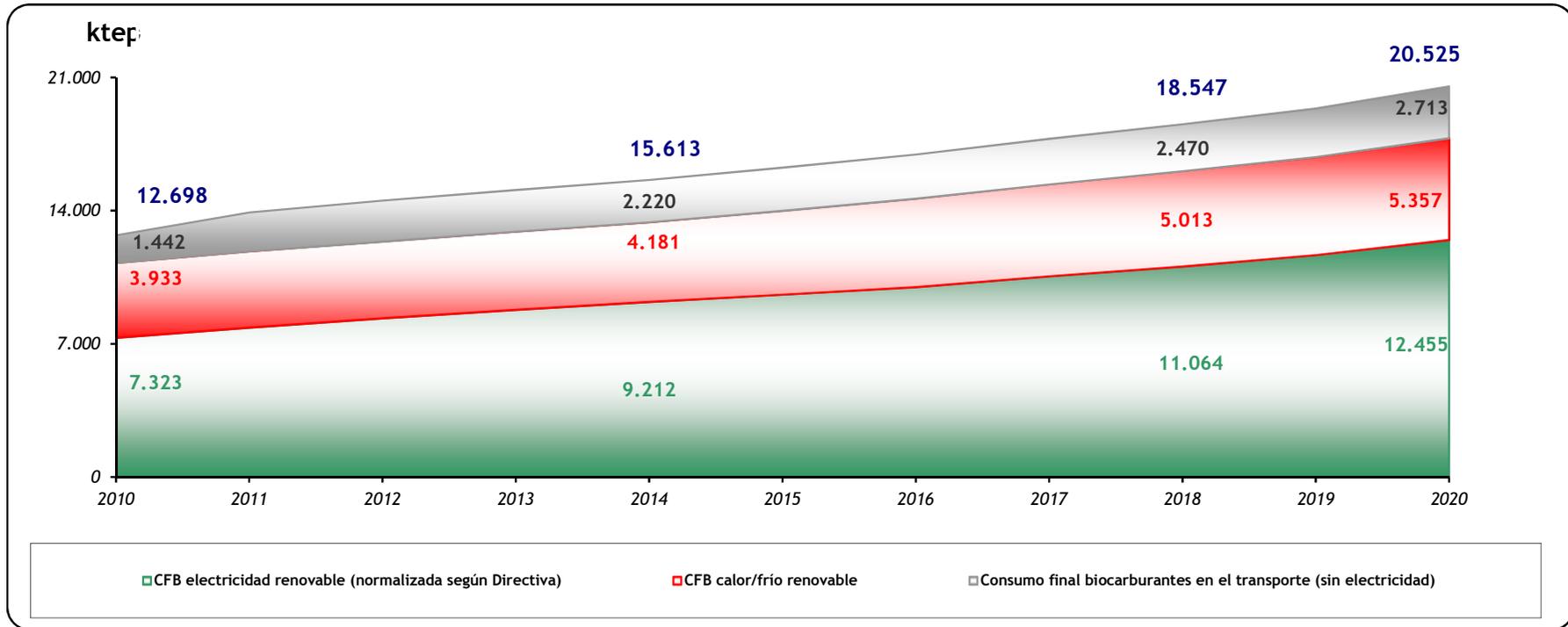
Figura 5.4.1. Energías renovables en el consumo final bruto (CFB) de energía



Fuente: elaboración propia

En la Figura 5.4.1 se observa la progresión de la contribución de las energías renovables al mix energético nacional de consumo final bruto de energía. También se pone de manifiesto que la aportación relativa de las energías renovables al consumo final bruto de energía es superior, durante todo el periodo, a la trayectoria indicativa marcada por la Directiva 2009/28/CE.

Figura 5.4.2. Evolución consumo final bruto (CFB) de energías renovables por sector de consumo



Fuente: elaboración propia

La Figura 5.4.2 muestra la evolución por sector de consumo de energía renovable durante el periodo 2010-2020. Es importante subrayar que, de cara a evitar dobles contabilizaciones, en el consumo final de energías renovables en el transporte no se ha incluido el consumo de electricidad renovable por los distintos medios de transporte, como el transporte ferroviario o el coche eléctrico, puesto que dicho consumo ya se encuentra englobado dentro del consumo final bruto de electricidad renovable.

5.5 OBJETIVOS POR SECTORES DE CONSUMO

En los siguientes tres apartados se desglosan, hasta el año 2020, los objetivos para cada tecnología de energía renovable en España, agrupadas por cada uno de los sectores de consumo energético, a saber, sector eléctrico, sector calefacción y refrigeración y sector transporte. Los datos desglosados corresponden a las filas A, B y C de la tabla 5.4.1.

5.5.1 Objetivos globales en el sector eléctrico

En la tabla 5.5.2 se recoge tanto la potencia instalada como la producción eléctrica para el año base (2010), el 2015 y el 2020.

Hay que destacar que tanto para la energía hidráulica como para la energía eólica, la Directiva 2009/28/CE establece un método de normalización que suaviza la variabilidad anual potencial de ambas producciones; la cual se acentúa en años de alta/baja hidraulicidad o alto/bajo recurso eólico, respectivamente. Las fórmulas de cálculo para llevar a cabo dicha normalización de producciones quedan especificadas en el Anexo II de la Directiva 2009/28/CE y su objetivo principal es definir unas horas medias de funcionamiento; sobre 15 años de producción en el caso de la hidráulica, y 5 años en el caso de la eólica. En la tabla se muestran tanto los valores normalizados como los no normalizados.

Igualmente, para más detalle, en las tablas 5.5.3 y 5.5.4 se incluyen, desde 2010 hasta 2020, potencias y producciones, respectivamente, así como las contribuciones al consumo o producción de la electricidad proveniente de fuentes renovables.

Como se puede observar, se sigue apostando por la tecnología eólica terrestre, al ser una tecnología madura y muy cercana a la competitividad con la generación eléctrica convencional, y cuyo crecimiento se atribuye tanto a la construcción de nuevos parques eólicos como a la repotenciación de los obsoletos. Así mismo, se espera un incremento anual progresivo de la potencia eólica marina instalada, la cual empezaría a entrar en servicio alrededor de la mitad de la década.

En cualquier caso, con el objetivo de conseguir un desarrollo proporcionado de toda la cesta de tecnologías renovables, para obtener así el máximo beneficio de estas fuentes energéticas, ya en la segunda mitad de la década se empiezan a incorporar tecnologías como la geotermia o las energías del mar, de cara a preparar su progresiva maduración durante la década 2020-2030.

La energía hidroeléctrica, a pesar de ser una tecnología ya consolidada, presenta todavía suficiente potencial como para seguir instalando una media anual de entre 40 a 60 MW, teniendo en cuenta los proyectos en fase de tramitación administrativa y el potencial para aprovechar hidroeléctricamente infraestructuras de titularidad estatal. Cabe subrayar el desarrollo de la potencia instalada de bombeo, cuyo incremento se considera será un factor significativo de cara a facilitar la integración en la red de las energías renovables no gestionables.

Respecto a las tecnologías solar fotovoltaica y solar termoeléctrica se prevé un incremento moderado, bastante equilibrado entre ambas en cuanto a producción energética y en línea con los cupos de potencia establecidos en la legislación vigente.

En relación a la generación eléctrica con biomasa, teniendo en cuenta el número de plantas que se prevé entrarán en funcionamiento en el periodo, la abundancia del potencial disponible, y el mayor desarrollo de la cogeneración, se estima que la potencia instalada sea unas dos veces y media la existente a finales de 2010.

Finalmente, cabe señalar que la producción de electricidad renovable en el año 2020 superará el 38% sobre la producción total de electricidad, respecto al aproximado 30% del año 2010. Estos porcentajes pueden variar ligeramente dependiendo de si la cuota se calcula sobre el consumo bruto de electricidad, como indica la Directiva (sumando las importaciones y restando las exportaciones de electricidad a la producción bruta) o sobre producción bruta de electricidad. Estas contribuciones se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5.5.1. Contribución 2010, 2015 y 2020 de la electricidad renovable a la producción bruta de electricidad y al consumo bruto de electricidad

	2010	2015	2020
Producción bruta de electricidad (GWh) (A)	300.241	338.016	383.634
Consumo bruto de electricidad (GWh) (A) + import. - export.	291.903	326.784	371.634
% EERR sobre prod. bruta	32,3%	33,4%	38,1%
% EERR (eólica e hidráulica normalizadas) sobre consumo bruto (método Directiva)	29,2%	34,1%	39,0%

Fuente: elaboración propia

Tabla 5.5.2. Objetivos 2010,2015 y 2020 del plan de energías renovables 2011-2020 en el sector eléctrico (potencia instalada, generación bruta sin normalizar y generación bruta normalizada)

	2010			2015			2020		
	MW	GWh	GWh (normalizados)(*)	MW	GWh	GWh (normalizados)(*)	MW	GWh	GWh (normalizados)(*)
Hidroeléctrica (sin bombeo)	13.226	42.215	31.614	13.548	32.538	31.371	13.861	33.140	32.814
<1 MW (sin bombeo)	242	802	601	253	772	744	268	843	835
1 MW-10 MW (sin bombeo)	1.680	5.432	4.068	1.764	4.982	4.803	1.917	5.749	5.692
>10 MW(sin bombeo)	11.304	35.981	26.946	11.531	26.784	25.823	11.676	26.548	26.287
por bombeo	5.347	3.106	(**)	6.312	6.592	(**)	8.811	8.457	(**)
Geotérmica	0	0	(**)	0	0	(**)	50	300	(**)
Solar fotovoltaica	3.787	6.279	(**)	5.416	9.060	(**)	7.250	12.356	(**)
Solar termoelectrica	632	691	(**)	3.001	8.287	(**)	4.800	14.379	(**)
Energía hidrocínética, del oleaje, mareomotriz	0	0	(**)	0	0	(**)	100	220	(**)
Eólica en tierra	20.744	43.708	42.337	27.847	55.703	55.538	35.000	71.640	70.734
Eólica marina	0	0	0	22	66	66	750	1.845	1.822
Biomasa, residuos, biogás	825	4.228	(**)	1.162	7.142	(**)	1.950	12.200	(**)
<i>Biomasa sólida</i>	533	2.820	(**)	817	4.903	(**)	1.350	8.100	(**)
<i>Residuos</i>	115	663	(**)	125	938	(**)	200	1.500	(**)
<i>Biogás</i>	177	745	(**)	220	1.302	(**)	400	2.600	(**)
Totales (sin bombeo)	39.214	97.121	85.149	50.996	112.797	111.464	63.761	146.080	144.825

(*) En esta columna aparecen los valores normalizados para la producción hidráulica y eólica según se recoge en el Artículo 5, Apartado 3 de la Directiva 2009/28/CE, utilizando las fórmulas de normalización contenidas en su Anexo II.

(**) Estas producciones no se normalizan. Se consideran los mismos valores que la producción sin normalizar.

Fuente: elaboración propia

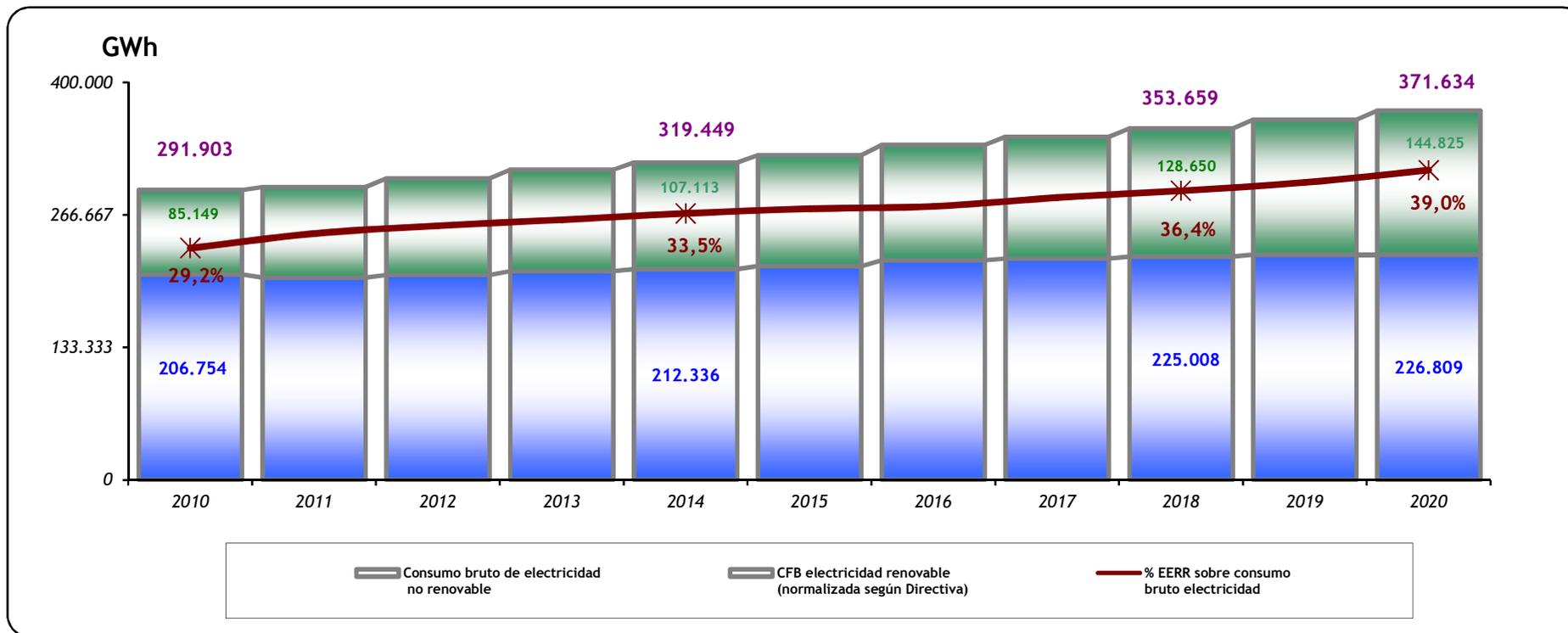
Tabla 5.5.4. Contribución 2010-2020 de la electricidad renovable a la producción bruta de electricidad y al consumo bruto de electricidad

	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Producción bruta de electricidad (GWh) (A)	292.970	300.241	303.197	311.503	321.471	329.418
Consumo bruto de electricidad (GWh) (A) + importaciones - exportaciones	291.627	291.903	294.897	303.277	312.286	319.449
% EERR sobre prod. bruta	14,5%	32,3%	31,6%	31,4%	32,1%	32,7%
% EERR (eólica e hidráulica normalizadas) sobre consumo bruto (método Directiva)	18,4%	29,2%	31,0%	32,0%	32,7%	33,5%

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Producción bruta de electricidad (GWh) (A)	349.111	349.111	357.236	365.659	374.566	383.634
Consumo bruto de electricidad (GWh) (A) + importaciones - exportaciones	326.784	337.251	345.236	353.659	362.566	371.634
% EERR sobre prod. bruta	33,4%	33,8%	34,7%	35,6%	36,7%	38,1%
% EERR (eólica e hidráulica normalizadas) sobre consumo bruto (método Directiva)	34,1%	34,4%	35,5%	36,4%	37,4%	39,0%

Fuente: elaboración propia

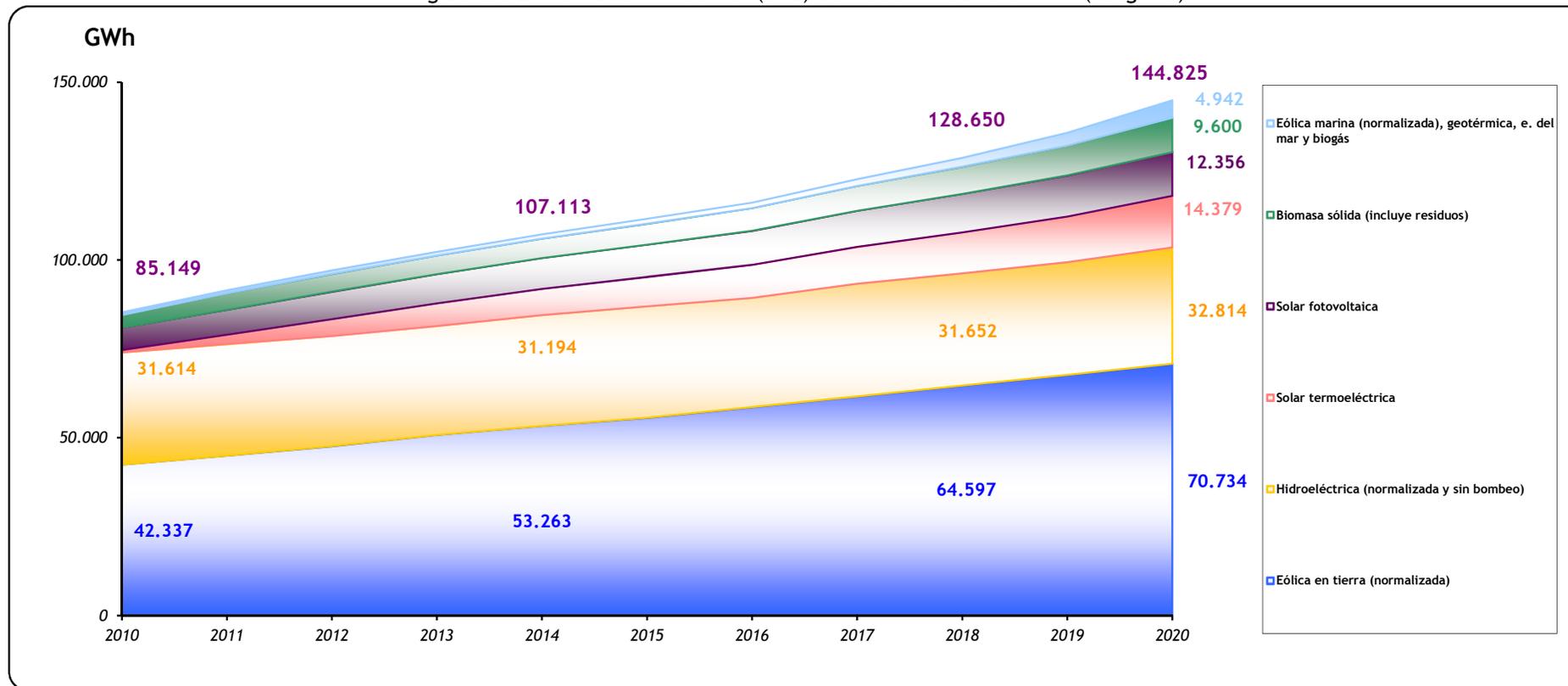
Figura 5.5.1. Consumo final bruto (CFB) de electricidad renovable en el consumo bruto de electricidad



Fuente: elaboración propia

En la figura 5.5.1 se observa gráficamente la evolución del consumo final bruto de electricidad renovable, habiendo normalizado las producciones eólicas e hidráulicas, según el método estipulado en la Directiva 2009/28/CE.

Figura 5.5.2. Consumo final bruto (CFB) de electricidad renovable (desglose)



Fuente: elaboración propia

En la figura 5.5.2 se observa la evolución individual del consumo final bruto de cada una de las fuentes de energía renovables de producción eléctrica. Destaca la generación de electricidad proveniente de parques eólicos, la cual goza del mayor peso relativo en toda la cesta de generación de electricidad renovable durante toda la década. Asimismo, es importante resaltar el incremento en la diversificación de la producción de electricidad renovable en 2020, con el aumento en importancia de las solares termoeléctricas, fotovoltaicas y biomasa sólida. Las tecnologías eólica marina, energías del mar y geotérmica, consiguen un grado de desarrollo moderado, asentando las bases hacia su madurez a partir de la siguiente década.

5.5.2 Objetivos globales en el sector calor/frío

La tabla siguiente recoge los objetivos para las tecnologías de generación de calor/frío, las cuales incluyen la energía geotérmica (entre ellas la bomba de calor), la solar térmica, la biomasa (ya sea en estado sólido o en forma de biogás) y la aerotermia.

Respecto a la biomasa térmica, el consumo se distribuye principalmente entre el sector industrial y el sector doméstico y edificios (principal consumidor dentro del sector de usos diversos). Se estima que el consumo en el primero crecerá tres veces más en términos relativos que el del sector doméstico, para llegar, en 2020, a un consumo absoluto total distribuido de forma bastante equitativa entre ambos sectores.

A pesar de la desaceleración sufrida por el sector solar térmico debida a la crisis inmobiliaria, la superficie solar térmica instalada se ha seguido desarrollando, y se estima que seguirá su senda ascendente. El crecimiento de superficie instalada que se prevé es de un 15% anual, lo que dará lugar a una producción energética que pasa de un 4% de incremento en los dos primeros años a un 16% anual hasta el 2020.

La evolución de la geotermia para usos térmicos se desarrollará en dos tipos de aplicaciones:

1. Energía geotérmica, excluyendo el calor geotérmico de temperatura baja en aplicaciones de bomba de calor: se estima que su actual uso en balnearios e invernaderos se mantendrá constante, de ahí el estancamiento aparente en la primera mitad de la década; el cual, dará lugar a más de dos veces y media la potencia instalada en 2010 una vez hayan entrado en marcha varios proyectos de “*district heating*” o “sistemas urbanos de calefacción”.
2. Energía renovable a partir de bombas de calor geotérmicas: La bomba de calor mediante geotermia somera o de muy baja temperatura para climatización y ACS ha experimentado un crecimiento notable en estos últimos años. Por ello, enviando las correctas señales, se estima que se continuará con crecimientos de un 15% en la primera mitad de la década para seguir con incrementos algo inferiores una vez el mercado vaya alcanzando su madurez.

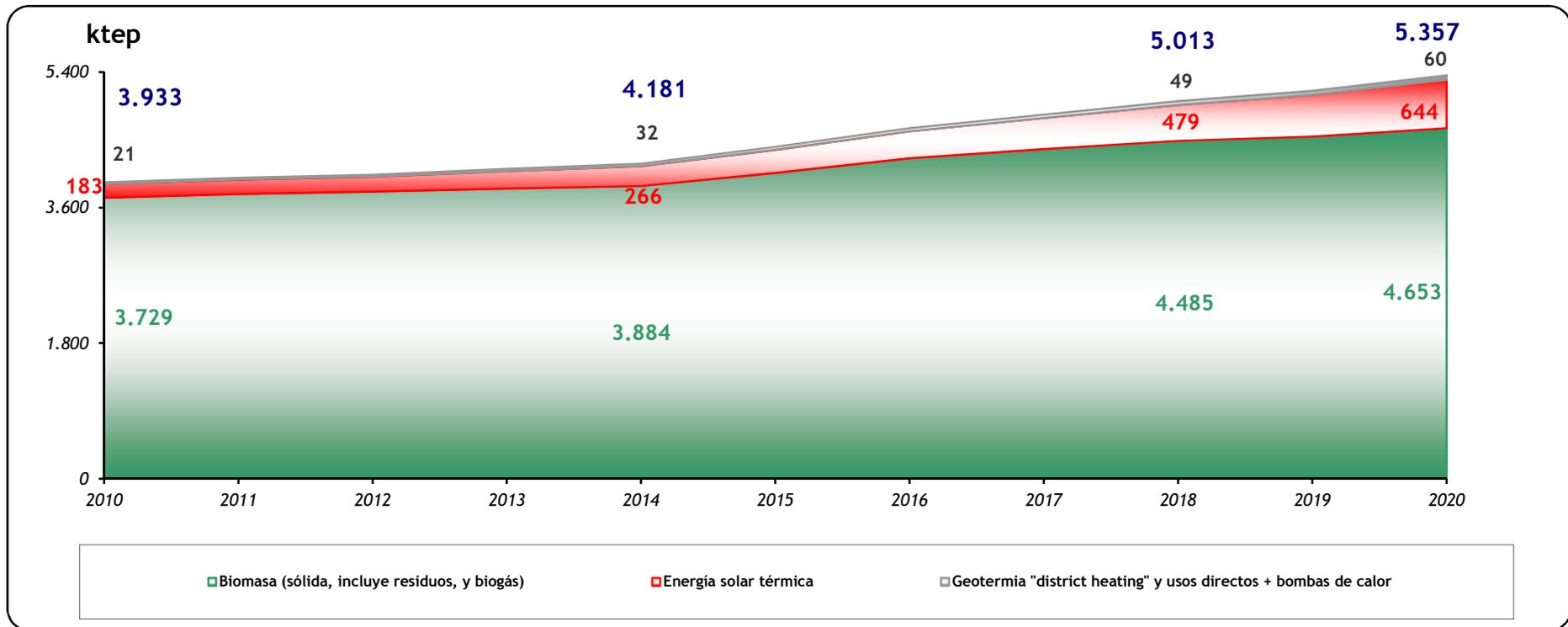
Finalmente, se observa cómo la bomba de calor aerotérmica experimentará crecimientos moderados de un 6% hasta casi duplicar su producción energética en 2020.

Tabla 5.5.5. Objetivos del plan de energías renovables en el sector de la calefacción y refrigeración

ktep	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energía geotérmica (excluyendo el calor geotérmico de temperatura baja en aplicaciones de bomba de calor)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	5,2	6,4	7,1	7,9	8,6	9,5
Energía solar térmica	61	183	190	198	229	266	308	356	413	479	555	644
Biomasa	3.468	3.729	3.779	3.810	3.851	3.884	4.060	4.255	4.377	4.485	4.542	4.653
Sólida (incluye residuos)	3.441	3.695	3.740	3.765	3.800	3.827	3.997	4.185	4.300	4.400	4.450	4.553
Biogás	27	34	39	45	51	57	63	70	77	85	92	100
Energía renovable a partir de bombas de calor	7,6	17,4	19,7	22,2	24,9	28,1	30,8	33,6	37,2	41,2	45,8	50,8
De la cual aerotérmica	4,1	5,4	5,7	6,1	6,4	6,9	7,4	7,9	8,4	9,0	9,7	10,3
De la cual geotérmica	3,5	12,0	14,0	16,1	18,5	21,2	23,4	25,7	28,8	32,2	36,1	40,5
Totales	3.541	3.933	3.992	4.034	4.109	4.181	4.404	4.651	4.834	5.013	5.152	5.357

Fuente: elaboración propia

Figura 5.5.3. Consumo final bruto de energías renovables para calefacción/refrigeración



Fuente: elaboración propia

En la figura 5.5.3 resalta la excepcional contribución relativa de la biomasa, tanto sólida como en forma de biogás, respecto a las otras dos tecnologías de fuentes renovables de calor/frío. En cualquier caso, también se pone de manifiesto en la década el importante desarrollo de la energía solar térmica. Por último, se debe comentar que la banda más estrecha incorpora la geotermia con uso en sistemas de "district heating" o sistemas de calefacción urbanos, la de usos directos, así como las tecnologías de bombas de calor (geotermia, aerotermia, etc.).

5.5.3 Objetivos globales en el sector del transporte

En la tabla 5.5.6 se desglosan todas las fuentes de energías renovables utilizadas en el sector del transporte. Es importante destacar la aparición de objetivos para el vehículo eléctrico antes de la mitad de la década. A título comparativo se incluye también, en la tabla 5.5.7, la contribución de las energías procedentes de fuentes de energías renovables en el transporte.

Por otro lado, las hipótesis que explican la evolución prevista en la producción y uso de biocarburantes en España durante el periodo 2011-2020 son las siguientes:

Biodiésel

Se prevé que el ritmo de crecimiento se intensifique gracias a los objetivos de biocarburantes establecidos para el inicio de la década, en concreto para los años 2011, 2012 y 2013, los cuales forman parte de las medidas establecidas en el Plan de Ahorro Energético del Gobierno, de marzo de 2011. Asimismo, este consumo seguirá una senda ascendente a lo largo de la década, apoyado por el desarrollo de especificaciones para mezclas etiquetadas, junto con el previsible éxito de la normalización del B10.

En cuanto a las importaciones, se prevé, a partir de 2010, un descenso paulatino en términos relativos durante los próximos años, hasta estabilizarse en torno al 10% del consumo total durante la segunda mitad del periodo 2011-2020.

Por último, y en lo referente al consumo de biodiésel del artículo 21.2 de la Directiva 2009/28/CE, las cifras aportadas muestran la expectativa existente de que al final del periodo 2011-2020 se alcance un grado de utilización próximo a los dos tercios del potencial de aprovechamiento de aceites vegetales usados.

Bioetanol y bio-ETBE

Se prevé que el consumo prácticamente se duplique, desde 2011 hasta 2020. Su proyección ascendente será en parte motivada por la probable desaparición de la gasolina de protección y la generalización de la especificación de la gasolina como E10.

Por otro lado, se estima que la importante contribución de las importaciones de ETBE al consumo nacional de etanol que se observan en 2010 se vaya reduciendo en los años siguientes hasta desaparecer, al generalizarse la incorporación en las gasolinas de la mezcla directa de bioetanol junto con ETBE.

En lo que respecta al consumo de bioetanol y bio-ETBE del artículo 21.2 de la Directiva 2009/28/CE, las cifras aportadas muestran la expectativa de que al final del periodo 2011-2020 se encuentren en fase comercial alguno de los proyectos existentes en España de producción de bioetanol a partir de materiales lignocelulósicos o residuales.

Tabla 5.5.6. Objetivos del plan de energías renovables 2011-2020 en el sector del transporte

ktep	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bioetanol/bio-ETBE	113	226	232	281	281	290	301	300	325	350	375	400
<i>De los cuales biocarburantes del artículo 21.2 (*)</i>	0	0	0	0	0	0	7	7	7	19	19	52
Biodiésel	24	1.217	1.816	1.878	1.900	1.930	1.970	2.020	2.070	2.120	2.170	2.313
<i>De los cuales biocarburantes del artículo 21.2 (*)</i>	0	5	15	45	75	105	135	160	186	158	180	200
Electricidad procedente de fuentes renovables	107	96	126	172	182	198	229	266	307	356	420	503
<i>De la cual transporte por carretera</i>	0	0	0	0	5	11	21	34	49	67	90	122
<i>De la cual transporte no por carretera</i>	107	96	126	172	176	187	207	232	258	289	330	381
Total biocarburantes	137	1.442	2.048	2.159	2.181	2.220	2.271	2.320	2.395	2.470	2.545	2.713
Total EERR en el transp.	245	1.538	2.174	2.331	2.363	2.418	2.500	2.586	2.702	2.826	2.965	3.216

(*) Artículo 21, Apartado 2 de la Directiva 2009/28/CE: biocarburantes obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico.

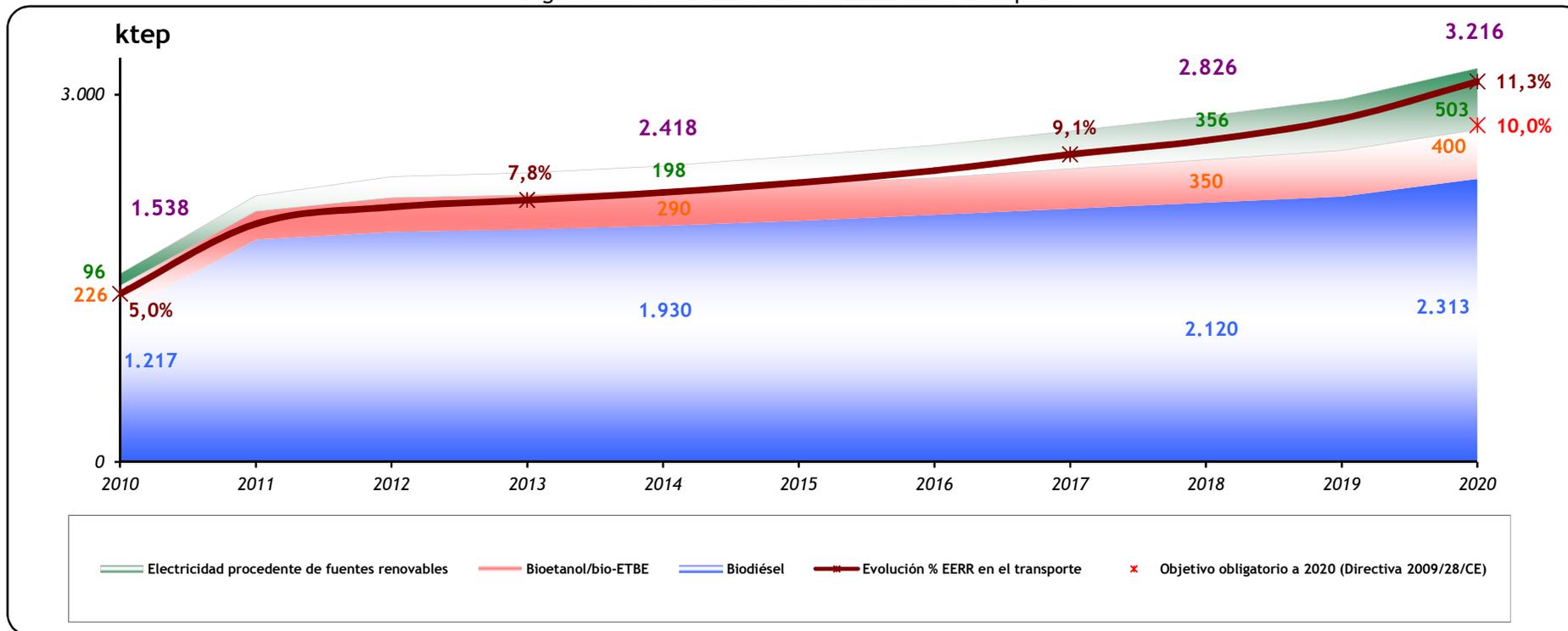
Fuente: elaboración propia

Tabla 5.5.7. Contribución de los biocarburantes y otras fuentes renovables al consumo en el transporte

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fuentes de EERR en el sector del transporte (%) <i>(método Directiva)</i>	0,8%	5,0%	7,1%	7,6%	7,8%	8,0%	8,3%	8,7%	9,1%	9,6%	10,2%	11,3%

Fuente: elaboración propia

Figura 5.5.4. Consumo Final de EERR en el Transporte



Fuente: elaboración propia

En la figura 5.5.4 se observa la preponderancia del consumo de biodiésel respecto al de todas las fuentes de energías renovables utilizadas en todos los tipos de transporte. La electricidad procedente de fuentes renovables utilizada en el transporte (carretera y no carretera) comienza a mostrar una considerable importancia a partir de los últimos años de la década. Finalmente, en la figura se puede observar también tanto el objetivo a 2020 marcado por la Directiva 2009/28/CE, como la evolución de la cuota del conjunto del consumo final de todas las fuentes renovables en el sector del transporte. Es necesario aclarar que esta última ha sido calculada de acuerdo a la metodología establecida en la Directiva, la cual medirá el grado de cumplimiento del objetivo a 2020 que estipula una participación del 10% de renovables en el transporte.

5.6 OBJETIVOS EN EL SECTOR DE LOS EDIFICIOS

El desarrollo tecnológico de las distintas fuentes de energías renovables en aplicaciones térmicas (biomasa, energía solar térmica, geotermia y aerotermia) ha experimentado un gran impulso en los últimos años, pasando de instalaciones que contribuían de forma parcial al calentamiento del agua caliente sanitaria o a la calefacción de viviendas unifamiliares, a instalaciones muy eficientes y fiables capaces de abastecer todas las necesidades de calefacción, refrigeración y producción de ACS de edificios e incluso de barrios o pequeños municipios.

Así mismo, este desarrollo tecnológico abre un amplio abanico de posibilidades de aplicación e integración de estas tecnologías en el sector de la edificación, de manera independiente o hibridada. Muchas de estas posibilidades se encuentran en este momento en el umbral del despegue comercial en España.

5.6.1 Edificios

Dentro de la Directiva 2009/28/CE, el sector de la edificación representa un sector estratégico donde es vital establecer una serie de medidas que permitan fomentar la eficiencia energética y el uso de las energías renovables debido a que es un sector donde se registra un gran consumo.

En este sentido, la Directiva establece una serie de directrices encaminadas a que el sector de la edificación juegue un papel importante dentro del fomento de las energías renovables. Para ello, los Estados miembros deberán conseguir que:

- Los organismos administrativos locales y regionales velen por que se instalen equipos y sistemas para la utilización de electricidad, calor y frío a partir de fuentes de energía renovables, y para sistemas urbanos de calefacción o refrigeración, a la hora de planificar, diseñar, construir y renovar zonas industriales o residenciales.
- Las normas y códigos de construcción contengan las medidas apropiadas para aumentar la cuota de todos los tipos de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la construcción.
- Las normas y códigos aplicados al sector de la construcción sean un instrumento para fomentar la utilización de sistemas y equipos de calefacción y refrigeración a partir de fuentes de renovables que permitan reducir notablemente el consumo de energía.

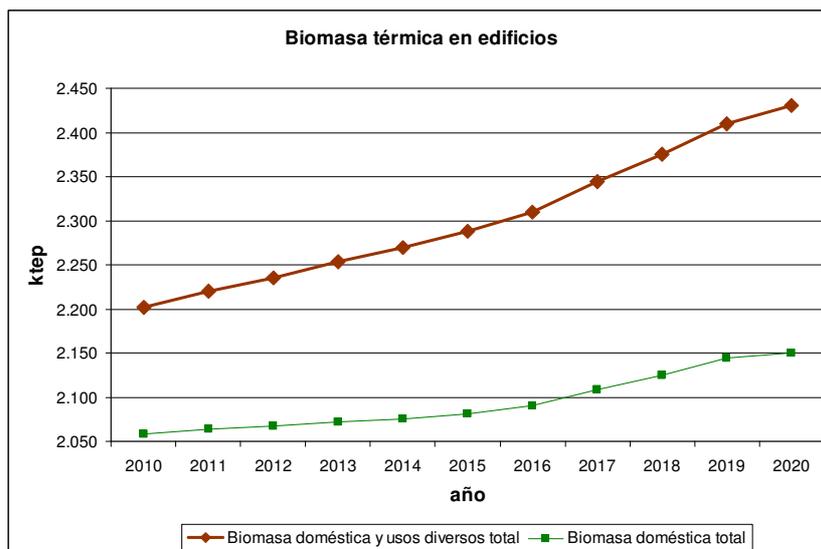
La contribución total de las energías renovables establecida en el Plan de Energías Renovables 2011-2020 para calefacción y refrigeración (tanto en el sector residencial y los servicios como el industrial) se prevé que pasará de 4.138 ktep en 2010 a 5.296 ktep en el 2020.

Respecto al sector de la biomasa, se ha estudiado de forma separada el consumo en el sector doméstico y el sector industrial. Para la obtención de la evolución del

consumo en el sector doméstico se ha tenido en cuenta la tendencia de crecimiento apuntada en los últimos años, así como la situación y expectativas del sector.

Las previsiones de consumo de biomasa para el sector doméstico y usos diversos en 2020 alcanzarán un total de 2.430 ktep, con un aumento relativo del consumo de un 12% respecto a 2010. En el gráfico siguiente, se muestra la previsión de evolución del sector al 2020:

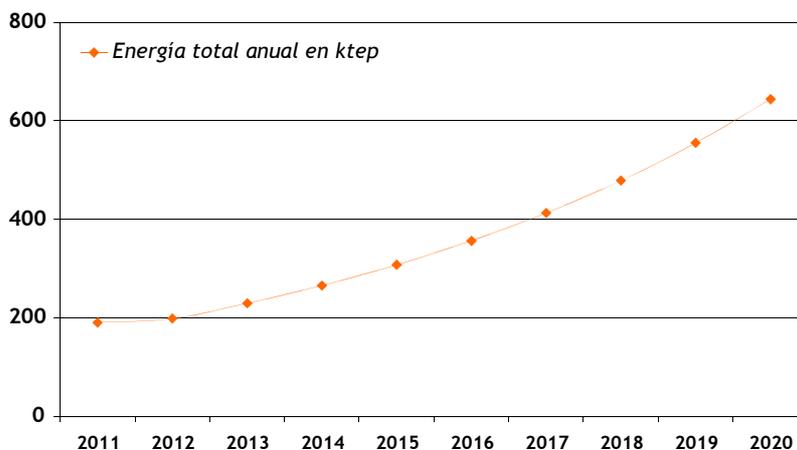
Figura 5.6.1. Previsión de evolución de la biomasa térmica en edificios



Fuente: elaboración propia

La contribución de energía solar térmica al cumplimiento de los objetivos del 2020 se estima en 644 ktep, producidos por los 10.000.000 m² previstos para 2020, lo que supone un incremento en el período de aproximadamente 7.600.000 m². Su principal aplicación está actualmente asociada al sector de la edificación, derivada de las exigencias del Código Técnico de la Edificación, si bien se espera una progresiva penetración en el sector industrial y en el sector servicios en el periodo 2011-2020. En el gráfico siguiente, se muestra la previsión de evolución del sector hasta 2020:

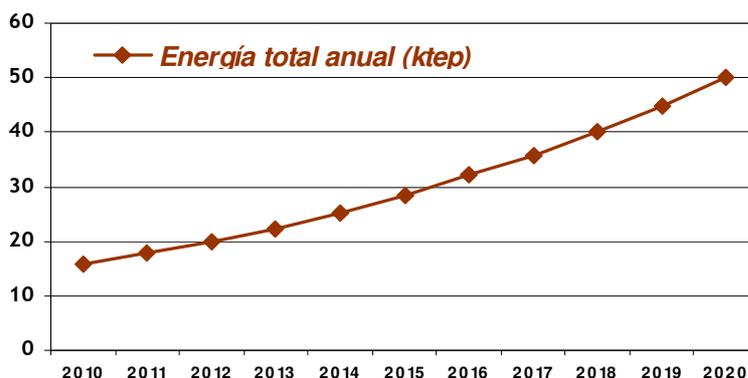
Figura 5.6.2. Contribución de la energía solar térmica en edificios



Fuente: elaboración propia

En cuanto a la geotermia para usos térmicos, su contribución al cumplimiento de los objetivos al año 2020 se estima en 50 ktep, distribuidos en dos principales aplicaciones: usos directos de la energía geotérmica para proyectos de calefacción de distrito (9,5 ktep al 2020), que se estima se podrían desarrollar a partir de la mitad del período del plan de acuerdo con el estado de desarrollo en el que se encuentran varias iniciativas, y bombas de calor geotérmicas (40,5 ktep), sector que ha experimentado un despegue importante en los últimos años y se estima tendrá un crecimiento importante dentro del período de vigencia del plan. En el gráfico siguiente, se muestra la previsión de evolución del sector geotérmico al 2020:

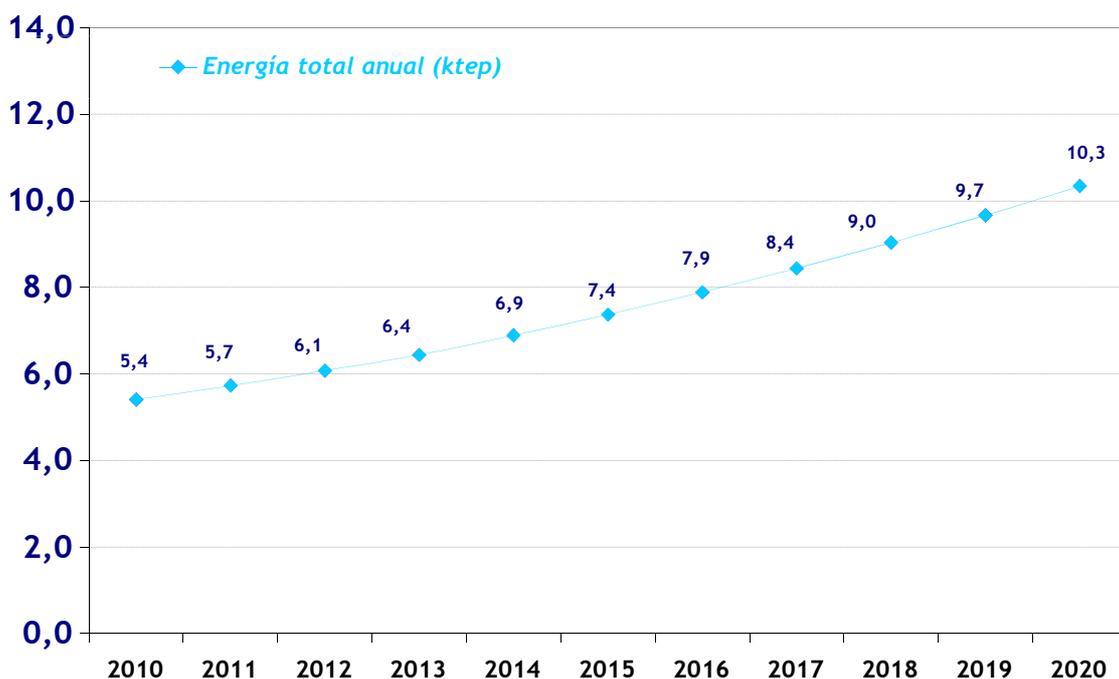
Figura 5.6.3. Contribución de la geotermia para usos térmicos en edificios



Fuente: elaboración propia

La contribución de la aerotermia al cumplimiento de los objetivos al año 2020 se estima en 10,3 ktep, considerando aquellas bombas de calor que cumplan con los requisitos de la Directiva Europea 2009/28/CE para considerarse como renovables. Esta estimación se centra en la aplicación principal al sector residencial, no considerando el sector terciario e industrial. Dentro de estas previsiones, quedan incluidas las aportaciones que se pudieran incorporar de proyectos de hidrotermia. En el gráfico siguiente, se muestra la previsión de evolución del sector aerotérmico al 2020:

Figura 5.6.3. Contribución de la aerotermia para usos térmicos en edificios



Fuente: elaboración propia

5.6.2 Edificios públicos

La Directiva 2009/28/CE establece, en su apartado 5 del artículo 13, que los Estados miembros velarán por que los nuevos edificios públicos y los edificios públicos ya existentes que sean objeto de una renovación importante, a nivel nacional, regional y local, cumplan un papel ejemplar en el contexto de esta Directiva a partir del 1 de enero de 2012. Los Estados Miembros podrán permitir, entre otras cosas, que esta obligación se cumpla observando las normas relativas a las viviendas de energía cero, o estipulando que los tejados de los edificios públicos o cuasi públicos sean utilizados por terceros para instalaciones que producen energía procedente de fuentes renovables.

El objetivo es que la Administración General del Estado, y el resto de Administraciones Públicas en el ámbito de sus competencias, velen por que los

edificios públicos cumplan un papel ejemplar en la integración de las energías renovables en la edificación, adoptando planes específicos para cubrir el máximo posible de la demanda de energía del edificio con energías renovables.

En línea con estas directrices, y de acuerdo con la Directiva 2006/32/CE sobre eficiencia energética en el uso final de la energía y los servicios energéticos, el Consejo de Ministros del 16 de julio de 2010 aprobó el Plan de Impulso a la Contratación de Servicios Energéticos, incluyendo una propuesta específica para edificios de la Administración del Estado. Entre las actuaciones contempladas en este plan está la introducción de energías renovables mediante la actuación de ESEs bajo la modalidad de contratos de servicios energéticos. Además esta aprobación ha incentivado un nuevo tipo contractual, el Contrato Público Privado que permite eliminar las barreras para realizar contrataciones de servicios energéticos en edificios públicos a ESEs privadas, facilitando e incentivando la introducción de energías renovables en estos edificios.

En este sentido, según la resolución de 28 de septiembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía estableció las líneas de apoyo económico e incentivación a la participación de las empresas de servicios energéticos (ESEs) en el Plan de activación de la eficiencia energética en los edificios de la Administración General del Estado. El objeto de este programa es incentivar la participación de ESEs en el estudio e implementación de acciones de ahorro y eficiencia energética, incluido el aprovechamiento de energías renovables, en los edificios de la Administración General del Estado.

Todas estas acciones se verán incentivadas, en su caso, cuando se apruebe la propuesta de Directiva relativa a la eficiencia energética, de 22 de junio de 2011, donde se establece que a partir del 1 de enero de 2014 se renueve, cada año, el 3% del total de la superficie edificada, propiedad de organismos públicos, de forma que se cumplan los requisitos mínimos de rendimiento energético establecidos en cada Estado Miembro.

5.6.3 Objetivos en climatización urbana (“District Heating and Cooling”)

Hasta la fecha en España la presencia de redes de calefacción utilizando cualquier combustible es escasa y, por tanto, su participación en el abastecimiento a edificios e industrias no es significativa. Todavía no existen instalaciones de tamaño mediano o grande que suministren a un conjunto relativamente numeroso de edificios. Algunos ejemplos de redes relativamente amplias establecidas hace algunas décadas han dejado de prestar servicio por diversos motivos.

Por otro lado, hasta hace 30 o 40 años, el sistema más habitual para cubrir el suministro de agua caliente y calefacción era disponer de una instalación térmica centralizada en los edificios de viviendas. Desde entonces lo más frecuente en bloques residenciales o urbanizaciones de viviendas unifamiliares, prácticamente el

sistema exclusivo, es que se dispongan de equipos de generación individuales por parte de cada uno de los usuarios. Las compañías de combustibles fósiles propician esta situación mediante estrategias comerciales y mensajes sobre el control de gasto.

Más recientemente, para facilitar el uso de la biomasa se han instalado, de forma singular, algunas redes con potencia de hasta 5 MW, como por ejemplo el proyecto de Geolit en Jaén (la primera instalación europea de biomasa que suministra servicio de calor y frío a diversos usuarios), la red de calefacción de Cuéllar, la red de calefacción de Molins de Rei, y el proyecto de Mataró-Tub Verd, o el proyecto Cantoblanco de red de climatización con energía geotérmica. En cualquier caso, a día de hoy constituyen casos aislados y los proyectos impulsados por algunas empresas de servicios energéticos tropiezan con la gran barrera del desconocimiento de los usuarios.

A todo ello se une la situación del sector de la construcción de viviendas en España, el cual tras unos años de clara expansión de nuevos desarrollos urbanísticos, se ha visto ralentizado debido a un importante excedente de viviendas y que puede condicionar los desarrollos urbanísticos en el futuro próximo.

Desde la Administración General del Estado y desde diversas agencias regionales de la energía se ha iniciado una labor de difusión entre los responsables municipales de información divulgativa y justificativa de esta solución, incluyendo un modelo de ordenanza municipal que recoge el régimen jurídico y de relaciones entre administración local, promotores del sistema y promotores de edificaciones.

Adicionalmente, desde la Administración General del Estado se están poniendo en marcha programas de financiación de pequeñas redes de calor y frío llevadas a cabo por empresas de servicios energéticos con un importe máximo por proyecto de 3,5 millones de euros y que es aplicable para proyectos de biomasa, solar y geotermia.

Otras acciones de fomento aplicables a redes de climatización se basan en aplicaciones que combinan la generación de calor y frío, lo que abre un importante potencial de desarrollo de proyectos de pequeño y mediano tamaño, al complementar sus horas de operación en modo de calefacción con la producción de frío en verano. Estas aplicaciones podrían dar lugar a un incremento de 250 MW de potencia térmica en 2020.

La contribución de las energías renovables térmicas para la calefacción y/o refrigeración urbana establecida para el año 2020 se ha estimado en 38,6 ktep.

6 PROPUESTAS PARA LA CONSECUCIÓN DE LOS OBJETIVOS

Capítulo 6

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 contempla ochenta y siete propuestas, de las cuales casi la mitad son propuestas horizontales y el resto sectoriales.

El propósito de las mismas es aumentar de forma progresiva la contribución de las energías renovables al mix energético español, de forma que se alcancen los objetivos mínimos establecidos por la Directiva 2009/28/CE Del Parlamento Europeo y del Consejo, y recogidos en el ordenamiento jurídico español en la Ley de Economía Sostenible, de alcanzar una cuota del 20% de energía procedente de energías renovables en el consumo final bruto de energía en el 2020, y del 10% en el consumo de energía procedente de fuentes renovables en el sector del transporte.

Debido a la diferencia existente en el avance tecnológico y la penetración en el mercado de las distintas tecnologías, además de incluir propuestas de carácter horizontal, aplicables al conjunto de todas las tecnologías, el Plan también contempla propuestas sectoriales, que tienen por objeto promover áreas concretas y superar barreras específicas que condicionan e impiden el desarrollo de determinados sectores o tecnologías.

Así, tecnologías ya maduras como la eólica terrestre o la hidroeléctrica, reciben la mayor parte del apoyo a través de propuestas horizontales globales o eléctricas. Sin embargo, otras tecnologías con un menor grado de implantación o desarrollo como los biocarburantes y la biomasa tienen asignadas una mayor cantidad de propuestas sectoriales.

En este capítulo se muestra el conjunto de propuestas agrupadas por sectores, y posteriormente por tipo de propuesta.

Según su tipología, las propuestas se clasifican en ocho grandes grupos: normativas, ayudas públicas a la inversión, financiación, primas/tarifas, información/formación, planificación, estudios y promoción.

En las fichas que figuran en el anexo I se encontrará una descripción más detallada de las propuestas, junto con una estimación de los resultados que se espera de cada una de ellas, el periodo estimado de aplicación y otros datos de interés.

En la tabla siguiente, podemos ver la distribución de estas propuestas:

Tabla 6.0.1. Distribución de propuestas PER 2011- 2020

Nº de propuestas	Normativas	Subvenciones	Financiación	Primas/tarifas	Información/formación	Planificación	Estudios	Promoción	Total
H. global	5	2	4			2	1	3	17
H. eléctricas	10	2	1	1		1	1	1	17
H. térmicas	2	1	2	1		1			7
Biocarburantes	10				1		1	2	14
Biogás	2	1			2	1			6
Biomasa	4				1	1	4		10
Eólica	1						1		2
Geotermia		1							1
Hidroeléctrica	1							3	4
Residuos	3				1	1	2		7
Solar térmica					1			1	2
Total	38	7	7	2	6	7	10	10	87

Fuente: elaboración propia

Por grado de ejecución, se puede decir que más de las tres cuartas partes estas propuestas están en fase de proyecto, el resto están en fase de elaboración y algunas de ellas ya están en fase de ejecución.

La tabla siguiente recoge el resumen de propuestas contenidas en el PER por sectores y subsectores de aplicación, con su correspondiente valoración económica:

PER 2011-2020 RESUMEN DE MEDIDAS POR SECTORES/SUBSECTORES DE APLICACIÓN

SECTORES y SUBSECTORES DE APLICACIÓN	MEDIDAS (Acumulado en millones de euros, periodo 2011-2020)															TOTAL ayudas públicas a la inversión	FINANCIACIÓN			TOTAL coste para la Administración y coste para el sector privado				
	Normativa	Económicas															Otras (Información, Planificación, Estudios)	TOTAL fondos préstamos públicos y privados	TOTAL coste para la Administración (3)					
		Ayudas públicas a la inversión							Financiación (fondos públicos y privados para préstamos)												ICAREN (2)	Prima/Tarifa a generación eléctrica (2)		
		Línea 1 (1)	Línea 2	Línea 3 (1)	Línea 4	Línea 5	Línea 6	Línea 7	Línea A (1)	Línea B	Línea C	Línea D	Línea E	Línea F										
Eléctricas	x	83,0		187,8	78,4	34,0		210,6	26,0	277,3	44,4			38,0			22.632,9	12,3	593,8	385,7	30,9	23.269,8		
Horizontal	x																	x	0	0	0	0		
Biogás	x							210,6										x	210,6	0	0	210,6		
Digestor	x							210,6										x	210,6	0	0	210,6		
General																			0	0	0	0		
Biomasa	x																	x	0	0	0	2.296,9		
Energías del mar		26,0		92,7	49,8			16,0	75,0	30,0									74,6	168,5	121,0	9,7	252,8	
Eólica	x	48,0		24,8	13,1	4,7		3,0	127,3	2,4		5,5							1.863,0	x	90,6	138,2	11,1	1.964,6
General						4,7													4,7	127,3	10,2	14,9		
Marina		48,0																	178,9	48,0	0	0	226,9	
Terrestre gran potencia	x							3,0											1.590,4	0	3,0	0,2	1.590,7	
Terrestre pequeña potencia				24,8	13,1						2,4		5,5						93,7	x	37,9	7,9	0,6	132,2
Fotovoltaica		4,5				29,3		2,0	40,0	12,0			25,0						3.474,3	7,1	33,8	79,0	6,3	3.521,5
Geotermia				40,9															64,4	40,9	0	0	105,3	
General																			64,4	0	0	0	64,4	
Geotermia alta temperatura				40,9															40,9	0	0	0	40,9	
Hidroeléctrica	x																		215,3	0	0	0	215,3	
General	x																		215,3	0	0	0	215,3	
Hidroeléctrica pequeña potencia																				0	0	0	0	
Residuos	x																		63,6	3,5	0	0	67,1	
Termoeléctrica		4,5		29,4	15,5			5,0	35,0			7,5							14.580,9	1,7	49,3	47,5	3,8	14.635,7
Térmicas	x	4,5		20,0			115,4	2,0	16,0		1.601,0	46,0		153,8					6,7	139,9	1.665,0	85,2	385,6	
Biom_Geo,S.Térmica (Líneas D y F)	x											15,0							x	0	15,0	1,2	1,2	
Biogás	x																		x	0	0	0	0	
Biomasa	x						23,0					568,0	11,7						5,0	23,0	579,7	29,3	57,4	
Geotermia							31,6					463,2	8,7	44,7						31,6	471,9	23,9	100,2	
Solar térmica		4,5		20,0			60,8	2,0	16,0			569,8	10,7	109,1					1,7	85,3	598,5	30,8	226,8	
Cogeneración																			x	0	0	0	0	
Horizontal																			x	0	0	0	0	
Biocarburantes	x																			1,1	0	0	1,1	
General (Elect + Térm + BC)	x	27,0	8,0	56,8	21,7	11,5	15,0	42,0	145,0	132,0				37,5	602,2	46,9			139,9	319,0	25,5	852,0		
Horizontal	x															0,6				0	0	0	0,6	
Biocarburantes											15,0									0	15,0	1,2	1,2	
Biogás		10,0		15,0			15,0	10,0	15,0	34,0					602,2	1,3			40,0	59,0	4,7	648,2		
Biomasa		10,0		15,0		11,5		10,0	50,0	88,0				37,5		45,0			36,5	148,0	11,8	130,8		
Geotermia		2,0	8,0	12,0	21,7			2,0	50,0	10,0									43,7	62,0	5,0	48,6		
General		2,0	8,0	12,0	21,7			2,0	50,0	10,0									31,7	62,0	5,0	36,6		
Geotermia temperatura somera				12,0																12,0	0	0	12,0	
Residuos		5,0		14,8				5,0	30,0											19,8	35,0	2,8	22,6	
Prod. Combustible renovable	x	65,0		48,5			50,0				162,5									0,5	163,5	162,5	13,0	177,0
Horizontal	x																			0	0	0	0	
Biocarburantes		65,0		45,0																110,0	0	0	110,0	
Biomasa	x			3,5			50,0				162,5									53,5	162,5	13,0	67,0	
Forestal																				x	0	0	0	
General	x			3,5			50,0				162,5									0,5	53,5	162,5	13,0	67,0
Residuos	x																			0	0	0	0	
TOTAL	x	179,5	8,0	313,1	100,0	45,5	180,4	210,6	70,0	438,3	338,9	1.601,0	38,0	46,0	191,3	23.235,2	67,5		1.037,1	2.532,2	154,5	24.685,6		

Notas: Si en la celda aparece una "x" quiere decir que existen medidas que se aplican a ese sector/subsector/instalación, pero sin coste asociado. Si aparece el montante, el mismo representa el acumulado en M€ entre 2011 y 2020. Una celda vacía significa que no hay medidas aplicadas a ese sector/subsector/instalación.
 (1): Los fondos correspondientes a estas líneas podrían cambiar su modalidad de apoyo a lo largo del periodo.
 (2): El ICAREN y el sistema de primas y/o tarifas a la generación de electricidad son medidas que, en sentido estricto, se encuadran en los llamados marcos de apoyo (conjunto estructurado de instrumentos jurídicos, económicos, técnicos y de otro tipo, destinados al fomento de las energías renovables), en los que prevalecen tanto los instrumentos jurídicos como los económicos.
 (3): El coste para la Administración, en concepto de garantías y/o bonificación al tipo de interés, se ha estimado en el 8% de las cantidades destinadas a préstamos, excepto para la línea D, a la que, por estar dirigida a instalaciones de menor riesgo tecnológico, se le ha imputado un coste del 5%.

6.1 PROPUESTAS POR SECTORES

6.1.1 Propuestas horizontales globales

Las propuestas horizontales globales son diecisiete, las cuales a su vez se clasifican en normativas, ayudas públicas a la inversión, financiación, planificación, estudios y promoción.

El objetivo final de este conjunto de propuestas, que afecta a varios sectores y tecnologías, es reducir los costes de generación, aumentar la diversificación, facilitar el acceso de la producción renovable a las infraestructuras eléctricas y de gas, mejorar la eficiencia y permitir una mayor implantación e integración de las energías renovables fomentando la competitividad de las mismas frente a otras opciones energéticas.

En la actualidad, parte de las materias primas involucradas en la generación de energía renovable en España, es importada de terceros países. La definición de la EAPER (Explotación agraria Productora de Energías renovables), y la regulación de la misma, estableciendo los incentivos que recibirían este tipo de explotaciones, ayudarán a incrementar la materia prima de origen nacional destinada a la producción de energías renovables reduciendo nuestra dependencia de las importaciones.

En la misma línea, la elaboración de un programa Nacional de Desarrollo Agroenergético permitirá disponer de mayor cantidad de materias primas nacionales destinadas a la producción de biocarburantes.

Para incrementar la producción de energías renovables en los edificios hay diversas actuaciones de carácter normativo. Dentro del paquete de propuestas globales, se modificará el CTE (código técnico de la edificación), para que se incluya la obligatoriedad de que una parte de la demanda tanto térmica como eléctrica, proceda de instalaciones que incluyan distintas soluciones renovables.

Por otra parte, las propuestas de carácter normativo también persiguen aumentar la calidad de las instalaciones, con la implantación de un sistema de certificación y cualificación de los instaladores.

Dentro de una visión más amplia y a otro nivel, las propuestas de planificación integran a las renovables dentro de la planificación urbanística, para prever y optimizar la ubicación de posibles plantas de producción energética renovable tanto eléctrica como térmica, que redunden en una reducción de costes tanto en la instalación como en el mantenimiento.

Las propuestas horizontales globales incluyen así mismo diversas líneas de financiación orientadas a promover proyectos de demostración de tecnologías innovadoras, que permitan mejorar el rendimiento de las instalaciones, reducir los costes de generación de la energía renovable, y mejorar la competitividad de la industria española. También financian la I+D, para aquellas tecnologías emergentes que están en fase de desarrollo o precomercial. En el caso de tecnologías ya maduras, el objetivo de la financiación es consolidar su implantación en el mercado.

Se contemplan igualmente ayudas públicas a la inversión para proyectos de innovación y demostración y destinadas a la I+D+i.

Por último, las propuestas de promoción están orientadas tanto a guiar a las administraciones en la elaboración de modelos de ordenanzas municipales para la introducción de renovables, de cara a un mayor fomento e implantación de las mismas a nivel local, como a simplificar los procedimientos burocráticos necesarios para el desarrollo de proyectos de I+D+i, o promover la coordinación entre los distintos sectores implicados en el aumento del conocimiento, el desarrollo tecnológico y la implantación comercial de tecnologías innovadoras, para que la implantación comercial de las tecnologías sea creciente, aumente la competitividad de las empresas y se optimice la distribución de recursos públicos que se destinan a la I+D+i energética.

Las propuestas de promoción no están dirigidas únicamente al sector energético y las administraciones, sino que se dirigen de forma global a la sociedad, ya que también tienen el propósito de informar al público en general sobre las ventajas y el impacto económico real que tienen la producción y uso de las energías renovables. El objetivo es que la sociedad demande estas energías, y que comprenda de qué forma revierten en ella los recursos económicos que se destinan a las primas y tarifas reguladas.

En la siguiente tabla se especifican estas propuestas horizontales globales:

Tabla 6.1.2. Propuestas horizontales globales

Horizontal global		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
HGL-001	Creación y regulación de la Explotación Agraria Productora de Energías Renovables (EAPER)	Normativa
HGL-002	Línea de financiación A (Programa de financiación para investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos de innovación)	Financiación (préstamo)
HGL-003	Elaboración de un Programa Nacional de Desarrollo Agroenergético	Normativa
HGL-004	Difusión de las energías renovables al conjunto de la sociedad	Información/ formación
HGL-005	Elaboración de modelos de ordenanzas municipales para introducción de las energías renovables	Promoción
HGL-006	Planificación de infraestructuras eléctricas y de gas (2012-2020)	Planificación
HGL-007	Establecimiento de un sistema de certificación y cualificación de instaladores	Normativa
HGL-008	Desarrollo de normativa sobre límites de emisión para instalaciones de energías renovables	Normativa
HGL-009	Estudio sobre el impacto ambiental de las energías renovables	Estudios

HGL-010	Programa de ayudas públicas a proy. de innovación y demostración para aplicaciones térmicas, eléctricas, biocarburantes y comb. Renovables (línea 3)	Ayudas públicas a la inversión
HGL-011	Línea 1- Programa de ayudas públicas a la investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos	Ayudas públicas a la inversión
HGL-012	Línea de financiación C	Financiación (préstamo)
HGL-013	Línea de financiación Tipo B (Proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores)	Financiación (préstamo)
HGL-014	Modificación del Código Técnico de la Edificación (CTE)	Normativa
HGL-015	Fomento de la implantación comercial de tecnologías innovadoras	Promoción
HGL-016	Consideración de las EERR en el desarrollo de la planificación urbanística	Planificación
HGL-017	Atlas de radiación solar	Estudios

Fuente: elaboración propia

6.1.2 Propuestas horizontales eléctricas

Las propuestas horizontales eléctricas son diecisiete, las cuales a su vez se clasifican en normativas, ayudas públicas a la inversión, financiación, primas/tarifas, planificación, estudios y promoción.

A través de este conjunto de propuestas horizontales eléctricas se pretende facilitar el acceso a la red y optimizar la integración de la energía eléctrica producida con fuentes de energía renovables, al tiempo que se mejora la gestión de la demanda y se incrementa la seguridad de suministro. También se persigue potenciar la viabilidad económica de instalaciones aisladas que operan con renovables y que aunque queden fuera del sistema de primas del Régimen especial, son particularmente interesantes desde una perspectiva tecnológica, así como mejorar la calidad de las instalaciones. Se fomenta también la creación de empresas potenciando en particular las ESE o empresas de Servicios Energéticos.

Para ello se incluyen propuestas orientadas a simplificar los procedimientos y trámites administrativos necesarios para la puesta en marcha y conexión de instalaciones de energías renovables, a la adecuación del marco legal del Régimen Especial a sectores concretos, se crean nuevas reglamentaciones para la conexión a red de instalaciones renovables de pequeña potencia que hasta ahora se regían por los mismos requerimientos técnicos y autorizaciones administrativas que las

instalaciones de gran potencia, y se adaptan otras como el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión).

Entre todas ellas, destaca la propuesta HEL-015, relativa a la adaptación del régimen especial de generación eléctrica con energías renovables, y a la adecuación de los niveles de retribución considerando las curvas de aprendizaje de las distintas tecnologías, el comportamiento del mercado y el grado de cumplimiento de los objetivos de energías renovables.

Otro mecanismo novedoso que se introduce a través de estas propuestas, es el establecimiento de un sistema de “Balance Neto” para instalaciones eléctricas renovables destinadas al autoconsumo. Éste consiste en un sistema de compensación de saldos de energía, de forma que los autoprodutores puedan adecuar su producción de energía renovable con su demanda real, vertiendo su excedente de producción cuando no es consumida, y generando de esta forma un crédito de energía que podrán descontar en su siguiente facturación eléctrica.

Las propuestas contempladas en este apartado se orientan a los distintos agentes implicados, tanto entidades públicas como privadas, incluyendo los distintos Gobiernos, (central y autonómicos), operadores del sistema eléctrico, tecnólogos y agentes científico tecnológicos, instaladores, arquitectos, constructores, promotores y usuarios finales.

En la siguiente tabla se especifican estas propuestas horizontales eléctricas:

Tabla 6.1.1. Propuestas horizontales eléctricas

Horizontal eléctrica		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
HEL-001	Ayuda pública a la inversión a proyectos que no reciben apoyo económico del Régimen Especial (línea 5)	Ayudas públicas a la inversión
HEL-002	Fomento de Empresas de Servicios Energéticos (ESE, o ESCOS por sus siglas en inglés) para aplicaciones eléctricas renovables	Promoción
HEL-003	Mayor desarrollo de las interconexiones internacionales	Planificación
HEL-004	Adaptación del Marco Legal del Régimen Especial a diversos aspectos sectoriales	Normativa
HEL-005	Tratamiento regulatorio específico para la conexión a red y autorización de las instalaciones renovables de pequeña potencia	Normativa
HEL-006	Establecimiento de un mecanismo de balance neto para instalaciones eléctricas renovables destinadas a autoconsumo	Normativa
HEL-007	Desarrollo de los sistemas de gestión de la demanda de electricidad y de las redes inteligentes en general	Normativa

HEL-008	Programa de financiación para generación eléctrica distribuida (P<10 kW) (línea de financiación E)	Financiación (préstamo)
HEL-009	Tratamiento regulatorio específico para el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles en infraestructuras existentes	Normativa
HEL-010	Procedimiento administrativo simplificado para plataformas experimentales I+D de eólica marina y/o energías del mar	Normativa
HEL-011	Simplificación de los trámites administrativos de instalaciones renovables eléctricas	Normativa
HEL-012	Reducción de barreras administrativas a los proyectos de I+D+i+d relacionados con las energías renovables de generación eléctrica	Normativa
HEL-013	Requisitos técnicos a las instalaciones de generación eléctrica de origen renovable mediante la modificación del Procedimiento de Operación PO 12.2	Normativa
HEL-014	Perfeccionamiento de la monitorización por parte del Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)	Estudios
HEL-015	Marco retributivo para la generación eléctrica incorporada a red	Prima/tarifa a producción renovable
HEL-016	Programa IDAE de apoyo a la inversión para proyectos de demostración tecnológica, generación eléctrica (Línea 4)	Ayudas públicas a la inversión
HEL-017	Adaptación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) a las tecnologías de energías renovables	Normativa

Fuente: elaboración propia

6.1.3 Propuestas horizontales térmicas

Las propuestas horizontales térmicas son siete, las cuales a su vez se clasifican en normativas, ayudas públicas a la inversión, financiación, primas/tarifas y planificación.

Destaca por su carácter novedoso y su potencial de desarrollo el sistema de incentivos ICAREN que permitirá introducir con seguridad y rapidez las aplicaciones térmicas de las energías en los sectores de consumo térmico y, además, supondrá un impulso efectivo a las empresas de servicios energéticos (ESEs).

Como complemento a este sistema se mantendrán las líneas de ayudas públicas a la inversión que cubrirán todas aquellas instalaciones que por sus características no puedan acogerse al ICAREN.

A fin de consolidar el desarrollo de las ESEs también se plantea la ampliación y perfeccionamiento de los programas de financiación como BIOMCASA, GEOCASA, SOLCASA y GIT. Estos programas piloto están dando un resultado muy positivo en el fomento de proyectos térmicos y la creación de estas empresas.

Además de las propuestas comentadas deben mantenerse y ampliarse los desarrollos que se están llevando a cabo en temas normativos para la introducción de las energías renovables en la legislación, reglamentos y normas relativos a edificación y planificación urbana. Todo ello, teniendo en cuenta las nuevas directivas sobre eficiencia energética y edificación.

En particular, la inclusión de ciertas energías renovables (biomasa, geotermia o solar térmica), tanto en aplicaciones individuales como centralizadas, en los cálculos de certificación energética, ayudará a los arquitectos y promotores de viviendas a familiarizarse con estas opciones y considerarlas de forma creciente dentro de sus desarrollos. Así mismo, la modificación y adaptación del RITE a las tecnologías renovables permitirá un aumento del uso de las energías renovables en los edificios.

En la siguiente tabla se especifican estas propuestas horizontales globales:

Tabla 6.1.3. Propuestas horizontales térmicas

Horizontal térmica		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
HTE-001	Sistema de Incentivos al Calor Renovable (ICAREN) para EERR térmicas	Prima/tarifa a producción renovable
HTE-002	Línea 6: Sistema de ayudas a la inversión de EERR térmicas	Ayudas públicas a la inversión
HTE-003	Inclusión de las EERR térmicas y las redes de calefacción y refrigeración en los sistemas de certificación energética de edificios	Normativa
HTE-004	Definición de un esquema financiero de proyectos a través de ESEs dentro del ámbito de las energías renovables térmicas (línea de financiación D)	Financiación (préstamo)
HTE-005	Adaptación del Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE) a las tecnologías de energías renovables	Normativa
HTE-006	Integración de las energías renovables en edificios públicos	Planificación
HTE-007	Programas piloto de financiación de proyectos y promoción de ESEs de energías renovables térmicas (línea de financiación F)	Financiación (préstamo)

6.1.4 Propuestas sector biocarburantes

Para alcanzar los objetivos, las propuestas planteadas se dirigen, principalmente, a la introducción de requisitos obligatorios de comercialización de mezclas etiquetadas, al avance en la normalización de éstas y al diseño y mejora continua del sistema nacional de verificación de sostenibilidad.

Las propuestas planteadas se articulan en torno a seis ejes prioritarios para el desarrollo del sector de los biocarburantes, que se detallan a continuación.

- Conseguir que la producción se lleve a cabo con mayor presencia de materia prima nacional

Tal como se ha mencionado previamente, a este fin deben contribuir también las propuestas horizontales globales relativas a la creación de la Explotación Agraria Productora de Energías Renovables (EAPER) y a la elaboración de un Programa Nacional de Desarrollo Agroenergético, ya presentadas en el apartado 6.1.1. Además, dentro de este eje se proponen una propuesta de Información y otra de Estudios. La primera consiste en el desarrollo de un mecanismo de seguimiento del mercado de grasas residuales con el que dotar de mayor formalidad y transparencia a este sector. La segunda consiste en la realización de un estudio que permita la modelización y evaluación de las emisiones de N₂O asociadas a la etapa de cultivo.

- Impulso a la calidad

El aseguramiento de la calidad de los biocarburantes es un factor decisivo para generar confianza en los diversos agentes del sector y particularmente en los consumidores. Para impulsarlo se plantean tres propuestas de carácter normativo. La primera se refiere al desarrollo de especificaciones técnicas para las mezclas etiquetadas que se considera que tendrán más desarrollo (B30 en el caso del biodiésel y E85 en el caso del bioetanol). La segunda consiste en una modificación de la legislación de Impuestos Especiales destinada a detallar de forma explícita los requisitos que deben cumplir los establecimientos autorizados a realizar mezclas de biocarburantes. Por último, la tercera se trata del diseño e implantación de un sistema AENOR de control de la calidad de los biocarburantes.

- Sostenibilidad

La propuesta incluida en este eje consiste en el diseño, elaboración y mantenimiento de un sistema de control de la sostenibilidad en toda la cadena de valor de los biocarburantes y biolíquidos, de acuerdo con los requisitos establecidos en la Directiva de Energías Renovables.

- Desarrollo armónico del mercado español de los biocarburantes

Con esta medida se espera desarrollar un mecanismo que permita al mercado español un desarrollo armónico de las variables de capacidad de producción, producción y consumo de biocarburantes. Para ello se propone realizar un análisis comparativo en los principales mercados europeos del impacto del comercio internacional en los mismos.

- Diversificación de la oferta

Las cinco propuestas que se proponen para conseguir una oferta de biocarburantes más diversificada son: unificación de los listados de productos considerados como biocarburantes en las diferentes normativas que afectan al sector, establecimiento de una obligación de proporcionar información sobre las mezclas de biocarburantes garantizadas en vehículos nuevos, establecimiento de una obligación de comercialización de mezclas etiquetadas de biocarburantes en estaciones de servicio, establecimiento de una obligación de uso de biocarburantes para concesiones de líneas de transporte y creación de un Programa Nacional de Desarrollo Tecnológico en Biocarburantes. Todas ellas tienen carácter normativo.

- Fomento de la demanda

Con este objetivo se plantean dos propuestas de promoción consistentes en la ejecución de actuaciones ejemplarizantes por parte de las administraciones públicas. En primer lugar se propone la adquisición por las Administraciones de vehículos garantizados para el uso de mezclas etiquetadas de biocarburantes y en segundo lugar se promueve un aumento de la utilización de biocarburantes en las Fuerzas Armadas.

En la siguiente tabla se muestran de forma resumida las propuestas propuestas.

Tabla 6.1.4. Propuestas sector biocarburantes

Sectorial biocarburantes		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
SBC-001	Diseño e implantación de un esquema de control de la sostenibilidad para los biocarburantes y biolíquidos	Normativa
SBC-002	Desarrollo de un mecanismo de seguimiento del mercado de grasas residuales	Información/ formación
SBC-003	Realización de un estudio a escala nacional de evaluación de las emisiones de N2O ligadas al cultivo, y su influencia en los balances de GEI.	Estudios
SBC-004	Elaboración e implantación de un sistema de aseguramiento de la calidad de los biocarburantes	Normativa
SBC-005	Desarrollo de especificaciones técnicas para mezclas etiquetadas de biocarburantes	Normativa
SBC-006	Desarrollo armónico del mercado español de los biocarburantes	Normativa
SBC-007	Unificación de los listados de productos considerados como biocarburantes en las diferentes normativas que afectan al sector	Normativa
SBC-008	Creación de un Programa Nacional de Desarrollo Tecnológico en Biocarburantes	Normativa

SBC-009	Establecimiento de una obligación de comercialización de mezclas etiquetadas de biocarburantes en estaciones de servicio	Normativa
SBC-010	Establecimiento de una obligación de proporcionar información sobre las mezclas de biocarburantes garantizadas en vehículos nuevos	Normativa
SBC-011	Adquisición por las administraciones de vehículos garantizados para el uso de mezclas etiquetadas de biocarburantes	Promoción
SBC-012	Aumento de la utilización de biocarburantes en las Fuerzas Armadas	Promoción
SBC-013	Definición explícita de los requisitos a cumplir por los establecimientos autorizados a realizar mezclas de biocarburantes	Normativa
SBC-014	Establecimiento de una obligación de uso de biocarburantes para concesiones de líneas de transporte	Normativa

Fuente: elaboración propia

6.1.5 Propuestas sector biogás

Las propuestas específicas para el desarrollo del biogás se han centrado principalmente en conseguir la integración de los objetivos energéticos y las políticas medioambientales. Para ello se presentan una serie de propuestas normativas y de apoyo que deberán ser desarrolladas por las respectivas administraciones competentes.

La producción de biogás a partir de residuos ganaderos, no sólo aumenta la generación de biogás, sino que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Por ello, en aras de esta integración de objetivos energéticos y medioambientales, una de las propuestas se orienta al apoyo directo a las instalaciones de biogás agroindustrial que reconozcan las emisiones GEI evitadas.

Además, se considera necesario impulsar nuevas aplicaciones del biogás, como la inyección en red, ya que pueden contribuir a un aprovechamiento más eficiente de los potenciales existentes.

Las propuestas específicas expuestas en la siguiente tabla se combinarán con las propuestas horizontales, anteriormente presentadas.

Tabla 6.1-5: Propuestas sector biogás

Sectorial biogás		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
SBG-001	Ayuda pública a la inversión a instalaciones de biogás agroindustrial que reconozcan las emisiones GEI evitadas (línea de subvenciones nº 7)	Ayudas públicas a la inversión

SBG-002	Fomento del uso de digestatos de calidad en las prácticas de fertilización	Normativa
SBG-003	Impulso de la formación en biogás del personal de las administraciones públicas	Información/ formación
SBG-004	Fomento de la creación de entidades de gestión de digestatos	Información/ formación
SBG-005	Crear una comisión técnica para el desarrollo de políticas relacionadas con el biogás	Planificación
SBG-006	Creación del marco legal que permita la inyección de biometano en las redes de gas natural	Normativa

Fuente: elaboración propia

6.1.6 Propuestas sector biomasa

Las propuestas específicas para el desarrollo de la biomasa se han centrado principalmente en el estudio de sistemas de apoyo a la producción de biomasa, transformación y logística de abastecimiento de biomasa.

Estos estudios se enfocan en la búsqueda de mecanismos que repartan los costes de la producción de biomasa entre todos los sectores que se verán favorecidos por su desarrollo. Además se pretenden buscar los medios más adecuados para el establecimiento de nuevas masas forestales o cultivos energéticos en zonas improductivas, como las repoblaciones o las reforestaciones.

Además de estas actuaciones se pretende impulsar la creación de empresas de producción, transformación y logística de biomasa a través de líneas financieras incluidas dentro de la línea C correspondiente a las propuestas horizontales globales.

Estas propuestas, unidas a las modificaciones normativas necesarias, permitirán conformar un mercado totalmente maduro de la biomasa como materia prima para instalaciones de producción de energía, ya sea eléctrica o térmica. Además se considera necesario impulsar la formación e información a través de las correspondientes campañas que generen una imagen de confianza a los potenciales usuarios de biomasa.

Las propuestas específicas expuestas en la siguiente tabla se combinarán con las propuestas horizontales, anteriormente presentadas, permitiendo las correspondientes sinergias entre producción del combustible y uso del mismo en plantas de generación.

Tabla 6.1.6. Propuestas sector biomasa

Sectorial biomasa		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
SBM-001	Análisis de instrumentos de fomento de los cultivos energéticos forestales	Estudios
SBM-002	Análisis del marco económico para el aprovechamiento de biomasa de masas forestales existentes y restos agrícolas para uso energético	Estudios

SBM-003	Análisis del marco económico para el aprovechamiento de biomasa procedente de masas forestales a implantar, o cultivos, con fines energéticos	Estudios
SBM-004	Redefinición de la Comisión Interministerial de la Biomasa	Planificación
SBM-005	Desarrollo de la regulación y normalización de los combustibles de biomasa	Normativa
SBM-006	Análisis de acciones de optimización técnico-económicas del transporte de biomasa, en colaboración con las CCAA y la administración local	Normativa
SBM-007	Establecer planes plurianuales de aprovechamientos forestales o agrícolas con uso energético	Normativa
SBM-008	Formación en biomasa para empleados públicos	Información/ formación
SBM-009	Seguimiento de los mercados de biomasa a nivel internacional	Estudios
SBM-010	Establecimiento de un sistema de certificación de biomasa según lo establecido en el RD 661/2007	Normativa

Fuente: elaboración propia

6.1.7 Propuestas energías del mar

Las propuestas propuestas para esta tecnología quedan integradas en las de carácter global y/o horizontal. No existen propuestas específicas del sector ya que las principales barreras detectadas, que son las que determinan las propuestas a tomar, son todas relacionadas con la estructura general del sistema y requieren de una solución global y horizontal, enfocadas a la adaptación y simplificación de los trámites administrativos, programas de ayudas públicas y financiación a prototipos y proyectos de demostración, así como centros tecnológicos y fomento y divulgación de dicha tecnología.

Las tecnologías asociadas al aprovechamiento de las energías del mar aún están en una fase incipiente de su desarrollo y, consecuentemente, los costes de inversión son muy elevados. Las instalaciones han de soportar unas condiciones de operación severas en el mar que en más de una ocasión limitan su producción. Por estas y otras razones, las instalaciones actuales no suelen generar los rendimientos esperados.

Aunque España posee un potencial energético marino importante, sobre todo en las costas gallegas y en la cornisa cantábrica, el desarrollo de este sector está condicionado por barreras tecnológicas, de mercado, administrativas y sociales.

Las propuestas orientadas a superar estas barreras, integradas en su totalidad dentro de las propuestas horizontales, incluyen entre otras: el desarrollo de un marco regulatorio específico para el desarrollo de proyectos de Energías del Mar con licencias y permisos simplificados, y la adaptación del marco legal del Régimen Especial de forma que haya un grupo específico para proyectos de Energías marinas.

Otras propuestas de carácter horizontal, aplicables también a otras tecnologías, como la simplificación de los trámites administrativos, la reducción de barreras administrativas a los proyectos de I+D+i, las ayudas públicas destinadas a la investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos o el desarrollo de proyectos de demostración tecnológica, facilitarán la evolución progresiva de estas tecnologías.

También la financiación de proyectos en fase comercial, dentro de las propuestas horizontales contempla proyectos de aprovechamiento de energías del mar.

Y las propuestas de planificación por su parte, prevén estructuras de evacuación de energía eléctrica proveniente de energía de las olas.

Como con el resto de renovables, las propuestas divulgativas y de promoción tanto entre los agentes implicados como entre la sociedad en general, se consideran importantes, para cambiar las actitudes tanto de promotores como de usuarios finales y favorecer la implantación en el mercado de estas tecnologías.

6.1.8 Propuestas sector eólico

Las propuestas más importantes que afectan al sector eólico son aquellas horizontales -globales y eléctricas- que permitirán una mayor capacidad de integración renovable, y en particular eólica, en el sistema eléctrico, entre las que cabe citar la existencia de un marco retributivo estable y predecible, el adecuado desarrollo de las infraestructuras eléctricas, incluyendo las nuevas interconexiones internacionales, el aumento de la capacidad de almacenamiento energético, mediante la puesta en servicio de nuevas centrales de bombeo hidroeléctrico y la potenciación de la gestión de la demanda en tiempo real.

La particularización de las propuestas horizontales globales y eléctricas que afectan al área eólica se detalla en el apartado 4.5.6. En este sentido, caben destacar los programas de apoyo público horizontales previstos para instalaciones de I+D+i y para la generación distribuida, las propuestas dirigidas a la simplificación de procedimientos administrativos y la reducción de barreras administrativas. Particularizando en el desarrollo previsto para la eólica de pequeña potencia, resultará esencial el establecimiento de un marco retributivo específico que reconozca sus características diferenciadas en cuanto a estado de la tecnología y costes.

A continuación se indican las propuestas sectoriales que resultarían específicas para el área eólica, entre las que destaca la de tipo normativo relativa al necesario tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos.

Tabla 6.1.7. Propuestas sector eólico

Sectorial eólica		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta

SEO-001	Tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos	Normativa
SEO-002	Directrices para garantizar la calidad de los equipamientos eólicos de pequeña potencia	Estudios

Fuente: elaboración propia

6.1.9 Propuestas sector geotermia

Las principales barreras a superar por parte del sector de la energía geotérmica son de tipo económico, puesto que es necesaria una inversión inicial elevada en este tipo de sistemas, principalmente para localizar y definir el recurso disponible.

En los sistemas de financiación para los sistemas térmicos como el sistema de incentivos al calor renovable ICAREN, se incluye al sector geotérmico, y también se incentivará su desarrollo mediante los programas orientados a la promoción de las ESE (empresas de servicios energéticos) que suministren energía a los usuarios finales.

Así mismo, los programas de ayudas a proyectos de innovación y demostración para aplicaciones térmicas incluyen proyectos de demostración de calefacción y refrigeración centralizada (district heating) que utilicen la geotermia.

Otro gran obstáculo al desarrollo de la geotermia es la carencia de un marco normativo unificado y claro para las instalaciones geotérmicas de climatización. Esto también se ha considerado en las propuestas horizontales globales y térmicas, a través de las cuales se incluirá este tipo de energía en los sistemas de certificación de edificios, y se adaptará el RITE de forma que se unifiquen criterios a nivel nacional y se reduzcan los trámites y plazos para la obtención de autorizaciones para los sondeos geotérmicos.

La realización de proyectos que den a conocer las tecnologías asociadas a esta energía tanto entre los usuarios como los agentes clave que pueden influir en un despegue del sector es importante. Por ello, las propuestas horizontales globales y térmicas, también incluyen a la energía geotérmica en lo relativo a la difusión y promoción de la misma.

La propuesta específica planteada para el sector de la geotermia es de tipo económico, enfocada al establecimiento de ayudas públicas a las fases iniciales de exploración e investigación del recurso geotérmico, para atenuar el alto coste y riesgo de los trabajos y actividades asociadas a estas fases y que son necesarios para analizar la viabilidad de un proyecto de generación de energía eléctrica y de uso térmico mediante energía geotérmica.

Tabla 6.1.8. Propuestas sector geotermia

Sectorial geotermia		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
SGT-001	Línea 2 - Programa de ayudas públicas a los estudios e investigaciones previos a la ejecución de proyectos	Ayudas públicas a la inversión

Fuente: elaboración propia

Fuente: elaboración propia

6.1.10 Propuestas sector hidroeléctrico

Por ser la hidroeléctrica una tecnología madura y muy consolidada en España, el desarrollo del sector se orienta sobre todo a conseguir una mayor eficiencia de las instalaciones, mejorando los rendimientos de las centrales existentes. Las propuestas se dirigen por tanto a la rehabilitación, modernización, mejora o ampliación de las centrales actuales.

Por otra parte, existen ciertas barreras impuestas por la complejidad de los trámites administrativos, y la normativa que afecta al sector. En este sentido, las propuestas horizontales contemplan la simplificación de los procedimientos de autorización para las instalaciones, y una regulación específica para la conexión a red y la autorización de las centrales de pequeña potencia. Se modifica el Reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT), y se propone el desarrollo de un marco normativo específico que promueva las centrales hidráulicas reversibles.

Las propuestas específicas planteadas para el sector hidroeléctrico son cuatro, de las cuales tres son de promoción y otra es de tipo normativo. Estas propuestas están enfocadas fundamentalmente a la promoción de proyectos de centrales hidroeléctricas para contribuir a alcanzar los objetivos de incremento de potencia propuesto en el período de vigencia del plan y, teniendo en cuenta la compatibilidad con la planificación hidrológica y con la preservación de los valores ambientales, las propuestas van dirigidas a fomentar el aprovechamiento hidroeléctrico de infraestructuras hidráulicas existentes (presas, canales, sistemas de abastecimiento, etc.), así como a la rehabilitación y modernización de centrales hidroeléctricas existentes, con el objetivo de aumentar la capacidad de producción de energía hidroeléctrica con actuaciones de mínimo impacto ambiental.

Tabla 6.1.9. Propuestas sector hidroeléctrico

Sectorial hidroeléctrica		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
SHI-001	Fomento de proyectos de microcentrales hidroeléctricas en redes de abastecimiento u otras infraestructuras hidráulicas	Promoción
SHI-002	Fomento de concursos para aprovechamientos hidroeléctricos en infraestructuras públicas existentes	Promoción
SHI-003	Fomento de la rehabilitación de centrales hidroeléctricas	Promoción
SHI-004	Nueva reglamentación para tramitación de concesiones de agua	Normativa

Fuente: elaboración propia

6.1.11 Propuestas sector residuos

La propuesta específica más importante para el desarrollo de los usos energéticos de los residuos es aumentar la formación e información tanto entre las administraciones públicas como entre la sociedad, de forma que se eliminen barreras existentes hoy en día sobre opciones de gestión de residuos que han de ser prioritarias al depósito en vertedero.

Además, también se adoptarán otras propuestas encaminadas a facilitar el uso como combustible de los residuos.

Las propuestas específicas expuestas en la siguiente tabla se combinarán con las propuestas horizontales, anteriormente presentadas.

Tabla 6.1.10. Propuestas sector residuos

Sectorial residuos		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
SRE-001	Desarrollo de campañas de formación e información sobre las tecnologías de valorización energética y la gestión de los residuos	Información/ formación
SRE-002	Análisis del ciclo de vida de las opciones de gestión de residuos para determinados flujos de residuos, comparándolas con la valorización energética	Estudios
SRE-003	Establecimiento de objetivos sectorizados de valorización energética para determinados flujos de residuos con contenido total o parcialmente renovable	Normativa
SRE-004	Desarrollo de las metodologías de cuantificación de la fracción biodegradable y combustible de las distintas corrientes de residuos	Estudios
SRE-005	Desarrollo de un grupo de trabajo sobre valorización energética en el seno de la Comisión de Coordinación en materia de residuos	Planificación
SRE-006	Implantación de un sistema de aseguramiento de la calidad en los procesos de producción de CSR	Normativa
SRE-007	Fomento, en el marco de la política de gestión de residuos, de la valorización energética de los residuos más aptos para su uso como combustible	Normativa

Fuente: elaboración propia

6.1.12 Propuestas sector solar térmica

Para el sector solar térmico se plantean dos propuestas específicas, ambas en el ámbito de la información y promoción de este tipo de energía. Por un lado, se fomentará la estandarización de elementos y configuraciones de las instalaciones lo que facilitará la optimización de los procesos productivos y la reducción de los costes, minimizando el impacto que pueda tener la inclusión de estas instalaciones en los edificios. Por otro lado, se propone la promoción de guías y cursos específicos de formación destinados a mejorar la profesionalización del sector con una mayor preparación de los profesionales instaladores.

Tabla 6.1.11. Propuestas solar térmica

Sectorial solar térmica		
Código propuesta	Nombre	Tipo propuesta
SST-001	Fomento de la estandarización de elementos y configuraciones de instalaciones solares térmicas	Promoción
SST-002	Propuestas para fomentar la profesionalización del sector	Información/ formación

Fuente: elaboración propia

Junto a estas propuestas específicas, existen otras integradas en las de carácter estructural y/o horizontal, que en el caso del sector solar térmico se articulan alrededor de tres puntos fundamentales:

- **Modificaciones Normativas:**

Se modificará el Código Técnico de la Edificación (CTE) para aumentar la participación de las energías renovables manteniendo la exigencia de contribución solar mínima y se adaptará el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE) para reflejar la situación tecnológica actual. Los sistemas de certificación energética de edificios también serán adaptados para incluir las instalaciones solares térmicas y las redes de calefacción.

Al igual que ocurre en otros sectores, se propone establecer un procedimiento simplificado para la autorización de instalaciones y el establecimiento de sistemas de certificación y cualificación de instaladores que permitan a los instaladores disponer de la formación y preparación adecuadas.

- **Financiación y ayudas públicas a la inversión:**

Además de las ayudas a la inversión en instalaciones solares térmicas se plantea introducir líneas de financiación a investigación y desarrollo de nuevos prototipos y a proyectos de demostración para aplicaciones térmicas.

Se desarrollará un sistema de Incentivos al Calor Renovable (ICAREN) como mecanismo para impulsar el desarrollo de las Empresas de Servicios energéticos (ESE) que incentivará la producción de energía solar térmica, y se dará un impulso a implantación de este tipo de empresas.

- **Formación y promoción:**

Además de las propuestas específicas ya mencionadas, existen propuestas conjuntas con otros sectores para fomentar la formación de los usuarios y mejorar su percepción respecto de las energías renovables.

Se promoverá el carácter ejemplarizante de los edificios públicos en cuanto al uso de la energía solar térmica y se introducirán en las ordenanzas municipales las instalaciones solares térmicas y los sistemas de calefacción centralizada.

6.1.13 Propuestas sector solar fotovoltaico

Las propuestas propuestas para el sector solar fotovoltaico quedan integradas en las de carácter estructural y/o horizontal. No existen propuestas específicas del sector ya que las principales barreras detectadas, que son las que determinan las propuestas a tomar, son todas relacionadas con la estructura general del sistema y requieren de una solución global y horizontal.

De esta manera, las propuestas propuestas para el sector giran en torno a cinco grandes ejes de actuación:

- **Simplificación administrativa:**

Se propone la simplificación, homogeneización y unificación de los procedimientos administrativos especialmente para proyectos de menor envergadura, incluida la simple notificación si está permitida en el marco normativo aplicable.

Igualmente se proponen propuestas que permitan reducir las barreras administrativas a los proyectos de I+D+i.

- **Modificaciones normativas:**

Se propone la adaptación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RBT) a la tecnología solar fotovoltaica mediante la creación de Instrucciones Técnicas específicas, así como la modificación del Código Técnico de la Edificación (CTE) tal que favorezca la contribución eléctrica mínima con renovables manteniendo al menos la contribución solar fotovoltaica actual.

También se realizarán las adaptaciones necesarias que permitan disponer antes del 31 de diciembre de 2012 de un sistema de certificación y cualificación para los instaladores de solar fotovoltaica.

El marco regulatorio se mantendrá estable durante un periodo razonable si bien reflejará las progresivas mejoras tecnológicas.

- **Fomento del autoconsumo:**

Mediante la creación de un sistema de compensación de saldos de energía denominado “balance neto”, que permitirá a un consumidor autoproducir parte de su consumo eléctrico almacenando sus excedentes puntuales en la red para recuperarlos posteriormente, sin necesidad de introducir sistemas de acumulación en la instalación.

- **Financiación y ayudas públicas:**

Este grupo de propuestas propuestas contemplan programas de ayudas públicas a la investigación y desarrollo de nuevos prototipos y a proyectos que no reciban la retribución del régimen especial.

Igualmente engloban propuestas de financiación para la investigación y desarrollo de nuevos prototipos, para proyectos de demostración y para proyectos singulares y para proyectos de potencia inferior a 10 kW de generación distribuida.

- Promoción de la energía solar fotovoltaica:

Mediante el desarrollo de la industria de la materia prima, de células, módulos y componentes; desarrollo del modelo de Empresas de Servicios Energéticos (ESE); desarrollo de un atlas de radiación solar que sirva de referencia para la determinación del recurso disponible en España así como diferentes actuaciones de sensibilización e información a los usuarios y público en general.

6.1.14 Propuestas sector solar termoeléctrico

Las propuestas propuestas para el sector solar termoeléctrico quedan integradas en las de carácter estructural y/o horizontal. No existen propuestas específicas del sector ya que las principales barreras detectadas, que son las que determinan las propuestas a tomar, son todas relacionadas con la estructura general del sistema y requieren de una solución global y horizontal.

Se distinguen tres grandes grupos de propuestas que afectan al sector solar termoeléctrico:

- Modificaciones Normativas:

En este grupo destaca el establecimiento de un marco regulatorio estable a partir de 2013, suficiente y adecuado para permitir la puesta en servicio de estas instalaciones así como favorecer su reducción de costes.

Será necesario también cambios normativos para flexibilizar la hibridación modificando los límites en el uso del gas en las centrales solares termoeléctricas.

Se incluyen también las acciones de simplificación de procedimientos administrativos propuesta conjuntamente con otras tecnologías así como la reducción de barreras administrativas a la I+D+i que permitan la innovación mediante centrales precomerciales.

- Financiación y ayudas públicas a la investigación:

Este grupo de propuestas propuestas contemplan programas de ayudas públicas a la investigación y desarrollo de nuevos prototipos.

Igualmente engloban propuestas de financiación para la investigación y desarrollo de nuevos prototipos, para proyectos de demostración y para proyectos singulares y para proyectos de potencia inferior a 10 kW de generación distribuida.

- Promoción de la energía solar termoeléctrica:

Impulsando y apoyando a las empresas especializadas del sector para fomentar la competitividad y el descenso de costes.

Fomentando la innovación en campos como los fluidos térmicos en las centrales, desarrollo de sistemas de almacenamiento, mejoras en los procesos de

fabricación de componentes y mejoras en la operación y mantenimiento de las centrales.

6.2 PROPUESTAS POR TIPOLOGÍA

6.2.1 Propuestas normativas

Las propuestas normativas están orientadas a superar las barreras impuestas por la complejidad de los trámites administrativos, y la falta de adaptación de la normativa a los distintos sectores renovables. Para ello, se simplifican trámites, autorizaciones y ciertos plazos administrativos, necesarios para la puesta en marcha de las instalaciones, la concesión de autorizaciones y las conexiones a red.

Estas propuestas incluyen modificaciones del RITE, del CTE, y del REBT, así como la adaptación del marco legal del Régimen especial a diversos aspectos sectoriales, y un tratamiento regulatorio específico para el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles.

También persiguen aumentar la calidad de las instalaciones, con la implantación de un sistema de certificación y cualificación de los instaladores, y generan obligaciones en determinados sectores, para promover su desarrollo. A modo de ejemplo, se establece la obligación de comercializar mezclas etiquetadas de biocarburantes en estaciones de servicio.

Introducen mecanismos nuevos como el establecimiento del balance neto para instalaciones eléctricas renovables destinadas a autoconsumo.

La mayor parte de las propuestas está distribuida entre el sector de los biocarburantes y las propuestas horizontales eléctricas.

6.2.2 Propuestas económicas

Las propuestas de este grupo pueden ser, a su vez, de dos tipos: ayudas públicas a la inversión o programas o líneas de financiación.

La financiación se distribuye en su totalidad entre las propuestas de carácter horizontal.

Las ayudas públicas a la inversión se destinan en su mayor parte también a las propuestas horizontales, orientándose a programas de apoyo a la investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos, y a proyectos de demostración tecnológica o de innovación.

Una parte de las ayudas se dirige a dos sectores concretos: el del biogás y el geotérmico, promocionando en concreto instalaciones de biogás agroindustrial que reconozcan emisiones GEI evitadas en el primer caso, y estudios e investigaciones previos a la ejecución de proyectos en el segundo.

6.2.3 Marcos de apoyo

Se entiende por marco de apoyo a las energías renovables un conjunto estructurado de instrumentos jurídicos, económicos, técnicos y de otro tipo, tendente al fomento de la utilización de fuentes de energía renovables, favoreciendo su competitividad frente a las energías convencionales y su integración en el modelo productivo y en el sistema energético.

Dentro de esta categoría se enmarcan tres sistemas, los dos primeros basados en la retribución de la energía producida con energías renovables:

- Régimen Especial de generación eléctrica con renovables, desde hace tres décadas el principal instrumento de apoyo al desarrollo de la electricidad renovable.
- ICAREN, un nuevo sistema diseñado para mejorar el desarrollo de las energías renovables para usos térmicos.
- Balance neto de electricidad, nuevo sistema para el fomento de la generación distribuida y la compensación de saldos entre consumidor y compañía suministradora.

6.2.4 Propuestas en actuaciones en infraestructuras energéticas

Además de las propuestas concretas enunciadas en las páginas anteriores, el plan recomienda una serie de ***actuaciones con el objetivo de favorecer la integración de las energías renovables dentro de las infraestructuras energéticas***. Por sectores, éstas serían las siguientes:

Actuaciones dentro del ámbito de las infraestructuras eléctricas

A continuación se recogen las líneas de actuación más relevantes que se pretende llevar a cabo de cara a conseguir una mayor y mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico:

- Requisitos técnicos a las instalaciones de generación renovable, derivados del desplazamiento de los generadores síncronos por otros basados en electrónica de potencia, que podrían suponer la desaparición en el sistema de ciertas prestaciones, capacidades y servicios esenciales para garantizar la seguridad del sistema.
- Gestión de la demanda. Actualmente los mecanismos existentes de gestión de la demanda se centran en el desplazamiento del consumo de la punta al valle mediante la discriminación horaria, en la reducción de puntas en situaciones críticas por medio del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y de la implantación de limitadores de potencia en los hogares.
En el plan se propone potenciar la modulación del consumo industrial, prestar atención al papel del vehículo eléctrico, tanto a través de la introducción de una discriminación horaria supervalle como de la introducción de la figura del gestor de cargas, impulsar el acceso a los contadores inteligentes y la creación e impulso a las figuras de agregador de oferta y agregador de demanda, capaz de gestionar la demanda de un número elevado de consumidores de forma que se ofrezca un servicio al sistema eléctrico a la vez que se cubren las necesidades energéticas de los consumidores.
- Sistemas de acumulación. La energía hidráulica, a través de centrales en grandes embalses de regulación existentes y centrales de bombeo, puede ser un pilar muy importante para el cumplimiento de este PER, ya que constituye

una solución idónea para compensar las variaciones de la generación con fuentes renovables no gestionables, así como para el almacenamiento de los excedentes de éstas. Otra opción interesante sería el almacenamiento en hidrógeno.

- Las interconexiones. Claves para facilitar la integración de la producción renovable no gestionable, evitando vertidos que se pueden producir cuando la capacidad de producción exceda la capacidad de integración. Por ello es fundamental el fomento del incremento de la capacidad comercial de intercambio entre España y Francia.
- Propuestas administrativas. En especial con relación a la planificación específica de las infraestructuras de evacuación eléctrica asociadas a los proyectos marinos, y en todo lo relativo a la integración de la generación distribuida.

Actuaciones relativas a la introducción del biogás en las redes de transporte de gas natural

Es necesario avanzar en propuestas de carácter normativo que permitan la inyección de biometano en las redes de gas, salvaguardando la seguridad del sistema y al mismo tiempo garantizando el acceso no discriminatorio a la red de un gas de origen renovable. Asimismo, es preciso desarrollar mecanismos de apoyo eficientes, sabiendo que se trata de una aplicación en la que tienen gran importancia las economías de escala.

Los actuales costes de depuración e inyección, así como el estado aún poco desarrollado del sector del biogás agroindustrial y de la normativa necesaria para facilitar la inyección a red, hacen pensar que la implantación de esta aplicación del biogás sea lenta, reduciéndose a proyectos aislados durante los primeros años del periodo 2011-2020 y aumentando su uso a partir del año 2014.

Actuaciones relativas al aumento de la presencia de biocarburantes en la logística de hidrocarburos

Cualquier propuesta en este punto deberá tener siempre en cuenta las peculiaridades que el sistema logístico español de hidrocarburos tiene, derivadas sobre todo del papel de CLH en él.

- Normalización. Es preciso concluir cuanto antes el proceso de redacción de una norma europea para las mezclas de B10. Asimismo, en el ámbito nacional deberían realizarse especificaciones técnicas para un número reducido de mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles que requieran de etiquetado específico. Sólo las mezclas etiquetadas que dispongan del respaldo de una especificación técnica aprobada por el Gobierno deberían poder ser comercializadas en España.
- Introducción de biocarburantes en la red de oleoductos. Deberían iniciarse los estudios pertinentes para evaluar las consecuencias del transporte de B10 y de FAEE por oleoductos.
- Debe integrarse el control de la sostenibilidad de los biocarburantes, y de la trazabilidad de su cadena de custodia, con el sistema actualmente vigente de certificación de la obligación de uso de biocarburantes.

6.2.5 Propuestas de planificación, información, formación y otras

Por último, el grupo de planificación, información formación y otras, recoge alrededor de treinta propuestas de diversos tipos, fundamentales para el desarrollo del plan, aunque por motivos de espacio, no se reproducen aquí.

Un último elemento que puede ayudar a nuestro país a alcanzar los objetivos energéticos del plan es el uso de los *mecanismos de cooperación a los que se refieren los artículos del 6 al 11 de la Directiva 2009/28/CE*, que aportan la flexibilidad necesaria para el cumplimiento de los objetivos nacionales mediante la cooperación con otros Estados miembros o con terceros países. Actualmente no existe un procedimiento establecido para el desarrollo de proyectos en el marco de los mecanismos de cooperación, pero todos los Estados miembros han manifestado su interés en utilizar y explorar las posibilidades que ofrecen estos proyectos

De los mecanismos que recoge la Directiva, el mayor interés para España radica en las posibilidades que ofrecen las transferencias estadísticas y los proyectos conjuntos con países terceros (que además son una oportunidad para impulsar las tan necesarias interconexiones eléctricas con el resto de Europa). Además de estos, la Directiva ofrece otras posibilidades: armonización de sistemas de apoyo (Art. 11) y proyectos con otros Estados miembros (Art. 7 y 8), que nos son prioritarias para nuestro país.

7 INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS

Capítulo 7

7.1 INTRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD DE ORIGEN RENOVABLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

7.1.1 Descripción de las infraestructuras eléctricas en España

En la actualidad, la práctica totalidad de la demanda de electricidad en España se satisface mediante la generación en centrales ubicadas dentro de su territorio. Para ello, el sistema eléctrico español se ha dotado de un parque de generación que a 31 de diciembre de 2010 alcanzó casi los 105.000 MW y que cuenta con un importante grado de diversificación, lo cual contribuye a una mayor seguridad de suministro. Por fuentes, destaca el gas natural, especialmente el destinado a la generación con ciclos combinados, y la energía eólica; estos dos últimos representando casi la mitad de la potencia total instalada en nuestro país.

La energía generada en las centrales eléctricas es transportada hasta los puntos de consumo mediante las redes de transporte y distribución de electricidad. La red española de transporte de electricidad está integrada por aquellas instalaciones necesarias para llevar a cabo la transmisión de energía a los distribuidores o, en su caso, a los consumidores finales. De conformidad con lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la red de transporte está constituida por las líneas, parques, subestaciones y en general todos aquellos elementos eléctricos de tensión igual o superior a 220 kV (para los sistemas extrapeninsulares, mayor o igual a 66 kV), así como por las interconexiones y las conexiones con los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. La normativa actual nombra como transportista único a Red Eléctrica de España, S.A. (REE), quien a su vez desempeña la función de gestor de la red de transporte. Como gestor, REE es el responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte, así como de la gestión del tránsito de electricidad entre sistemas exteriores que se realice utilizando las redes del sistema eléctrico español. Asimismo, REE desempeña el papel de Operador del Sistema y, como tal, su función principal es la de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, y la correcta coordinación del sistema de generación y transporte, todo ello bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. En la figura 7.1.1 se recoge la evolución de las instalaciones de transporte a nivel peninsular en el periodo 2006-2010 mientras que la tabla 7.1.1 corresponde a la evolución de la red de transporte a nivel extrapeninsular.

Figura 7.1.1. Evolución de las instalaciones de transporte. Sistema peninsular



		2006	2007	2008	2009	2010
km de circuito a 400 kV	Red Eléctrica	17.005	17.134	17.686	17.977	18.765
	Otras empresas	38	38	38	38	0
	Total	17.042	17.172	17.724	18.015	18.765
km de circuito a 220 kV	Red Eléctrica	16.420	16.457	16.558	16.698	17.004
	Otras empresas	271	275	307	322	107
	Total	16.690	16.732	16.865	17.020	17.110
Capacidad de transformación (MVA)	Red Eléctrica	56.072	58.522	62.922	66.322	69.122
	Otras empresas	800	800	800	800	0
	Total	56.872	59.322	63.722	67.122	69.122

Datos peninsulares.

Fuente: REE

Tabla 7.1.1. Evolución de las instalaciones de transporte. Sistemas extrapeninsulares

		2006	2007	2008	2009	2010
km de circuito a 220 kV	Canarias	163	163	163	163	163
	Baleares	177	177	177	185	185
	Total	340	340	340	348	348
km de circuito < 132 kV	Canarias	990	1.091	1.091	1.108	1.136
	Baleares	1.003	1.026	1.047	1.056	1.067
	Total	1.993	2.117	2.138	2.164	2.202
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	1.000	1.250	1.250	1.375	1.375
	Baleares	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998
	Total	2.998	3.248	3.248	3.373	3.373

Incluye enlaces submarinos

Fuente: REE

En cuanto a la red de distribución, con carácter general está formada por todas aquellas instalaciones eléctricas de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que se declaren integradas en la red de transporte de conformidad con la normativa vigente. La gestión de la red de distribución, recae en las distribuidoras propietarias de las redes en cada zona.

En lo que se refiere a interconexiones, hay que destacar la débil capacidad de intercambio de electricidad de la Península Ibérica, ya que la relación entre ésta y la potencia instalada es de aproximadamente un 1,9%, es decir, bastante por debajo del objetivo del 10% impulsado por la Unión Europea. Esta limitada capacidad hace que los intercambios de energía alcancen tan solo un 3% del consumo interno, el nivel más bajo de Europa, sólo comparable a los intercambios entre las Islas Británicas y el Continente. Para un sistema eléctrico como el español, con un peso creciente de las energías renovables en el mix de generación eléctrica, las conexiones internacionales adquieren una especial importancia de cara a favorecer la integración de estas fuentes de energía. Así, disponer de unas interconexiones adecuadas permitiría recurrir a la capacidad de intercambio, exportando o importando energía a países vecinos, en caso de exceso o déficit de energía respectivamente.

En la tabla 7.1.2 se recoge la Capacidad Neta de Intercambio (NTC) de España con Francia, Portugal y Marruecos.

Tabla 7.1.2. Capacidad neta de intercambio en 2010

País	Intercambio	NTC(MW)
Francia	Importación	1.200-1.400
	Exportación	600-700
Portugal	Importación	1.600-1.900
	Exportación	1.600-1.700
Marruecos	Importación	700-900
	Exportación	600

Fuente: REE

7.1.2 Planificación de infraestructuras eléctricas

La planificación de la red de transporte es un elemento fundamental para asegurar el suministro de la demanda; permitir la coordinación entre las diferentes políticas públicas en materia energética, ordenación del territorio y protección del medio ambiente; mantener y mejorar el sistema eléctrico mediante la vertebración racional de las redes, que permita la realización de las distintas actividades destinadas al suministro; integra la producción de energía renovable en línea con la política energética nacional y europea y, finalmente, informar a los agentes sobre la evolución prevista del sistema.

De conformidad con lo establecido en la Ley 54/1997, la planificación eléctrica, que debe ser realizada por el Gobierno con la participación de las comunidades autónomas, tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiere a la red de transporte. La parte indicativa de la planificación realiza previsiones sobre cómo evolucionará la demanda de energía eléctrica a medio plazo y el mix de generación que habrá de cubrir esa demanda. Para hacer estas previsiones, la planificación utiliza, entre otras cosas, las solicitudes de acceso de los distintos agentes del

sistema (productores, distribuidores, etc.) por lo que en este sentido se tienen en cuenta las necesidades existentes.

En cuanto a la planificación vinculante, el procedimiento para su elaboración se encuentra regulado en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Este procedimiento garantiza la participación de todos los sujetos del sistema eléctrico, así como de las comunidades autónomas y de los promotores de nuevos proyectos de generación, quienes podrán presentar propuestas de desarrollo durante los tres meses de consulta que se inician tras la publicación en el Boletín Oficial del Estado de la Orden de inicio del proceso de planificación. Una vez finalizado el proceso de consultas, se establece un periodo de seis meses para la elaboración de los estudios necesarios para la planificación, cuyos responsables son REE y ENAGÁS, como operador y gestor del sistema eléctrico, el primero, y como gestor técnico del sistema gasista, el segundo. Esta fase es seguida por la audiencia a las comunidades autónomas en un plazo de un mes, la elaboración del plan de desarrollo de la red de transporte, la consulta a la CNE y finalmente en Consejo de Ministros.

Actualmente se encuentra en vigor la planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobada en mayo de 2008. Dado que la planificación se realiza con un horizonte temporal de 10 años y que se revisa cada cuatro, es necesario contar con instrumentos que permitan dar flexibilidad, de manera que puedan incorporarse a la misma las modificaciones necesarias que garanticen la adaptación de las infraestructuras de transporte a las necesidades de generación y demanda de cada momento. En este sentido, el Real Decreto 1955/2000 prevé la aprobación de Programas Anuales cuya finalidad es introducir en la planificación las variaciones puntuales y las actuaciones excepcionales que hayan podido surgir durante el año. A través de estos mecanismos se puede garantizar la atención de las necesidades de acceso de las centrales de generación. El último programa anual fue aprobado mediante la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.

Cumpliendo con los horizontes temporales incluidos en el Real Decreto 1955/2000, se está trabajando en un nuevo documento de planificación para el periodo 2012-2020 cuyo procedimiento fue iniciado con la publicación de la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Esta planificación abordará los cambios surgidos como consecuencia de la crisis económica y que no pudieron preverse en la planificación en vigor. En líneas generales, la nueva Planificación 2012-2020 seguirá apostando por la integración de nueva generación de origen renovable, cuya contribución en términos de energía vendrá a cubrir una parte importante de los incrementos de demanda eléctrica previstos hasta 2020. Se da cumplimiento con ello a la actual Ley de Economía Sostenible que obliga, entre otras cosas, a que la planificación vinculante se realice teniendo en cuenta la obligación de maximizar la participación de las energías renovables en la cesta de generación energética y en particular en la eléctrica.

Con el fin de coordinar los procesos administrativos de autorización de infraestructuras con la planificación, ésta última recoge una fecha de puesta en servicio prevista para cada una de las infraestructuras que incluye. El procedimiento

de autorización de las infraestructuras de la red de transporte y distribución se encuentra actualmente regulado en la Ley 54/1997 y en el Real Decreto 1955/2000, que desarrolla la primera.

El futuro de las infraestructuras eléctricas se encuentra en las redes inteligentes, apoyadas éstas en las tecnologías de la información, un elemento de gran importancia para conseguir una gestión activa de la demanda. Esta gestión permitirá adecuar las curvas de oferta y demanda, con la consiguiente reducción de gastos estructurales necesarios para cubrir la demanda punta y del riesgo de vertido de energías renovables en horas valle, fundamentalmente eólica. Esto último es de especial importancia en España, que cuenta en la actualidad con un parque eólico conectado a la red de más de 20.000 MW y con una capacidad de intercambio con Europa muy reducida, tal y como se ha mencionado anteriormente.

Al hilo de lo anterior, debe resaltarse la importancia que tiene para España el desarrollo de las conexiones internacionales con Francia ya que, además de servir para incrementar la seguridad de suministro, permitiría integrar un mayor volumen de renovables y aumentar los intercambios comerciales de electricidad con el resto de Europa, eliminando el status de isla energética. La Planificación en vigor recoge dos nuevas interconexiones con Francia, una por el Pirineo oriental y la otra por el Pirineo central. La primera de ellas corresponde a la línea eléctrica Santa Llogaia-Baixas, cuya solución técnica definitiva consiste en un doble circuito en corriente continua de 2.000 MW de capacidad, previéndose su entrada en funcionamiento en 2014. Esta interconexión permitirá alcanzar el objetivo gubernamental asumido por España y Francia de aumentar la capacidad de intercambio hasta los 2.600 MW en el medio plazo. La segunda actuación se corresponde con el objetivo de largo plazo, también gubernamental, de alcanzar los 4.000 MW entre España y Francia, cubierto por la planificación vigente con una nueva línea por el Pirineo central. Sin embargo, los estudios de viabilidad llevados a cabo recientemente llevarán a incluir en la futura planificación 2012-2020 un nuevo enlace en corriente continua de 2.000 MW desde el País Vasco a Francia por el Golfo de Bizkaia. Adicionalmente, se incluye la instalación de un desfasador en serie con la línea Arkale-Argia 220 kV, para maximizar la utilización de esta línea evitando sobrecargas, y los refuerzos internos necesarios para aprovechar al máximo las interconexiones mencionadas anteriormente.

En la tabla 7.1.3 se recoge la Capacidad Neta de Intercambio (NTC) futura en el horizonte 2020.

Tabla 7.1-3: Capacidad neta de intercambio futura, en MW

País	Intercambio	2011	2013	2015	2020
Francia	Importación	1.200-1.400	1.200-1.400	2.600-2.800	4.000
	Exportación	600-700	1.200-1.400	1.700-2.200	4.000
Portugal	Importación	1.600-1.700	2.700-3.000	3.000-3.200	3.200
	Exportación	1.600-1.900	2.000-2.800	3.000-3.200	3.200
Marruecos	Importación	700-900	700-900	700-900	700-900
	Exportación	600	600	600	600

Fuente: REE

7.1.3 Gestión del sistema eléctrico

Introducción y contexto actual

Entre los derechos reconocidos por la Ley 54/1997 a los productores en régimen especial, dentro de los cuales se encuentran las centrales de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, se encuentran la prioridad en el acceso a las redes de transporte y de distribución de la energía generada por los mismos, siempre que se respete el mantenimiento de la fiabilidad y seguridad de las redes, y el derecho a incorporar su producción de energía al sistema percibiendo por ello la retribución que corresponda. Este último derecho podrá ser limitado temporalmente por el Gobierno por un periodo determinado, previo informe de las CCAA, quienes determinarán la cantidad de energía que podrá ser incorporada al sistema.

Por otra parte, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial desarrolla los derechos anteriores, reconociendo el derecho de los productores en régimen especial a transferir al sistema, a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte, según corresponda, su producción neta de energía eléctrica o energía vendida, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.

Asimismo, el Anexo XI de dicho Decreto desarrolla el derecho de prioridad de acceso y conexión a la red estableciendo que siempre que se salvaguarden las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico, y con las limitaciones que, de acuerdo a la normativa vigente, se establezcan por el operador del sistema o en su caso por el gestor de la red de distribución, los generadores de régimen especial tendrán prioridad para la evacuación de la energía producida frente a los generadores de régimen ordinario, con particular preferencia para la generación de régimen especial no gestionable a partir de fuentes renovables. Adicionalmente, se establece que, con el objetivo de contribuir a una integración segura y máxima de la generación de régimen especial no gestionable, el operador del sistema considerará preferentes aquellos generadores cuya adecuación tecnológica contribuya en mayor proporción a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

En el mencionado Real Decreto se define generación no gestionable como aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa.

En caso de limitaciones en el punto de conexión derivadas de viabilidad física o técnica para expansión de la misma, o por la aplicación de los criterios de desarrollo de la red, este Decreto también reconoce, a los generadores de régimen especial a partir de fuentes de energía renovable, prioridad de conexión frente al resto de los generadores.

El artículo 31 del Real Decreto 2019/1997 obliga al Operador del Sistema a presentar para su aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC) los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de la Energía (CNE). En cumplimiento de lo anterior, existen en la actualidad una serie de Procedimientos de Operación relacionados con la generación

en régimen especial conectada a las redes de transporte. Entre ellos se tratan temas como las solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte; los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, seguridad y puesta en servicio de instalaciones conectadas a la red de transporte; la respuesta frente a huecos de tensión, etc.

Integración de las energías renovables no gestionables: gestión técnica del sistema eléctrico español

Es importante que se superen una serie de barreras técnicas para facilitar la integración en el sistema eléctrico de la generación eléctrica no gestionable de origen renovable (fundamentalmente eólica y solar fotovoltaica) con los requisitos de seguridad y fiabilidad exigidos. Esto supone una oportunidad de realizar actuaciones que de llevarse a cabo de forma adecuada maximizarán la integración y participación de la generación renovable no gestionable en el conjunto de tecnologías que son necesarias para atender las exigencias de un sistema eléctrico, cuyo diseño y gestión deben evolucionar para adaptarse al nuevo mix de generación previsto.

Los retos que este tipo de generación plantean de cara a su integración en el sistema, y a los que hay que dar respuesta, son los siguientes:

- Variabilidad de la fuente primaria renovable y de predictibilidad reducida, lo que la otorga la característica de no gestionabilidad. En este sentido, este tipo de energía (fundamentalmente la energía eólica), presenta actualmente una garantía de potencia limitada, aunque sí puede contribuir de forma importante en términos de energía anual suministrada. Esta limitación de garantía de potencia supone actualmente la necesidad de disponer de una reserva de potencia adicional para hacer frente a cierto grado de incertidumbre en la previsión de este tipo de energía. Este concepto se analiza con detalle más adelante.
- La mayor diversificación energética, con su consiguiente aprovechamiento de los distintos recursos naturales, implica una descentralización de las diversas tecnologías de aprovechamiento energético, lo que requiere una readaptación de la red eléctrica, ya que históricamente, las redes eléctricas se habían diseñado para transportar la electricidad procedente de pocos puntos de generación, pero con elevada potencia instalada. Esto supondrá la propagación de las infraestructuras eléctricas hacia ciertas zonas, así como el refuerzo de ejes existentes en otros territorios, lo que redundará en una red mucho más fiable y mallada.
- Ciertas limitaciones en la adecuación tecnológica actual, que afecta en el grado de participación de las renovables no gestionables en la contribución a los servicios de ajuste y a la estabilidad transitoria del sistema.

Desde el punto de vista únicamente de la no gestionabilidad actual de algunas energías renovables, como la eólica, a continuación se listan, y más adelante se describen, algunas barreras a su integración en el sistema eléctrico. Estas barreras se pretenden mitigar o eliminar mediante la implementación de las propuestas propuestas en el subcapítulo 7.1.4, más adelante:

- A. Posible necesidad de mayor potencia instalada total.
- B. Funcionamiento más variable de las centrales de régimen ordinario.

C. Mayor uso de los mecanismos de ajuste del sistema.

D. Vertidos de electricidad renovable.

A. Posible necesidad de una mayor potencia instalada total

La potencia firme se determina de modo que permita alcanzar un nivel de seguridad de suministro dado, típicamente, un índice de Cobertura (IC) de 1,1 (reserva de capacidad firme del 10% sobre la punta de demanda).

Las necesidades de nueva potencia firme pueden ser cubiertas por cualquier tecnología gestionable y preferiblemente de características flexibles (hidráulicas, turbinas de gas, etc.). Consecuentemente, dependiendo del mix de potencia renovable instalada, la contribución de este mix a la potencia firme necesaria para el correcto funcionamiento del conjunto del sistema será diferente: por ejemplo, la tecnología solar termoeléctrica con almacenamiento gozará de un mayor índice de cobertura que la eólica.

Así, además del aumento de potencia previsto de algunas energías renovables que aportan potencia firme en parte, de las propuestas contempladas de gestión de la demanda, del aumento de potencia en centrales hidroeléctricas existentes, del aumento de la capacidad de bombeo y utilización de otros sistemas de almacenamiento, del nivel previsto de interconexiones y, en general, de otras propuestas contempladas más adelante; se podría dar, si fuera necesario, la instalación de potencia firme adicional, para así alcanzar, de forma global, el índice de cobertura que el operador del sistema considere necesario (típicamente, el 1,1).

B. Funcionamiento más variable de las centrales de régimen ordinario

La introducción de las energías renovables supone que las horas de funcionamiento a plena carga de la generación convencional disminuyan. Esta penetración de una mayor parte de generación eléctrica no gestionable podría dar lugar, en relación a esta generación, a la necesidad de un mayor número de arranques y paradas, así como posiblemente, un funcionamiento más variable e inferior a la plena carga y por tanto con un menor rendimiento. Igualmente, es posible que sea necesario utilizar las centrales de punta del sistema durante un mayor número de horas. Este cambio de funcionamiento del sistema y de la generación convencional dependerá asimismo de los resultados obtenidos con las propuestas de gestión de la demanda y del nivel alcanzado de adaptación de las curvas de oferta y demanda eléctrica; ya que la eficiencia de la generación eléctrica en su globalidad aumentará en proporción al éxito de estas propuestas.

C. Mayor uso de los mecanismos de ajuste del sistema

La mayor penetración de energía no gestionable en el sistema eléctrico, fundamentalmente de energía eólica³, hace prever un mayor uso de los mecanismos de ajuste del sistema (desvíos y regulación terciaria) debido a los desvíos por errores de previsión con respecto al programa de generación.

³ Este efecto sería menor en las plantas solares, fundamentalmente en las termoeléctricas con almacenamiento, ya que este último aumenta su gestionabilidad.

En los últimos años, los modelos de previsión de la generación eólica han mejorado de forma sustancial pero, sin embargo, siguen existiendo errores derivados de la dificultad inherente a la previsión meteorológica. En un futuro se espera que estos errores disminuyan debido a los esfuerzos dedicados a la mejora de estos modelos de previsión.

D. Vertidos de energía renovable

Con el objetivo de garantizar la seguridad del sistema en todo momento y debido a la flexibilidad técnica que ofrecen algunas tecnologías de energías renovables no gestionables respecto a sus cortos tiempos de arranque y parada, sus disminuciones rápidas de carga y su bajo coste, la solución adoptada para adecuar la generación eléctrica a la demanda en un momento dado, es la interrupción de producción de energía con dichas tecnologías, como la eólica (a este desaprovechamiento de energía primaria, en el caso de la eólica, el viento, se le conoce como “vertido de energía renovable”). Esta situación se produjo por primera vez en 2008, se repitió en algunas ocasiones al final del año 2009 y ha adquirido relevancia durante 2010, en el que se estima que ha sucedido durante aproximadamente 30 días y 200 horas (2,5% de las horas del año), vertiéndose un 0,6% del producible eólico.

Estos “vertidos” también pueden deberse en parte a la necesidad de los grupos térmicos de cubrir huecos térmicos “no factibles” (los tiempos mínimos de funcionamiento y las rampas de subida y bajada de carga resultantes, pueden implicar que determinados grupos necesiten estar acoplados durante horas llanas, “quitando hueco” a la energía eólica por ejemplo, y aumentando así los vertidos).

Los vertidos, principalmente de energía eólica, tendrán un efecto económico sobre los distintos sujetos del sistema: a grandes rasgos, con la regulación actual, los generadores (lado de la oferta) cobran únicamente un 15% del valor de la energía vertida (cabe señalar que en situaciones de vertido, los precios del mercado diario frecuentemente marcan 0 €/MWh) y del lado de la demanda, se imputará como coste este 15% y como ingreso la prima no pagada correspondiente a la energía vertida.

Finalmente, para la reducción o eliminación de los vertidos de generación renovable existen varias soluciones, cada una de ellas con diferentes implicaciones de carácter técnico y económico, y se pueden encontrar entre las propuestas contempladas el subcapítulo 7.1.4.

7.1.4 Propuestas de actuación para la integración de energías renovables

A continuación se recogen las líneas de actuación más relevantes que se pretende llevar a cabo de cara a conseguir una mayor y mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y superar las barreras descritas en el apartado anterior:

Adaptación del Centro de Control de Régimen Especial (CECRE) al nuevo mix de energías renovables planteado en el plan

El CECRE, integrado en la estructura de control de Red Eléctrica, fue creado en 2006 con el objetivo de maximizar la producción de Régimen Especial preservando la seguridad del sistema eléctrico.

El CECRE es el único interlocutor en tiempo real de estos generadores, a través de los centros de control regionales (CCRE) a los que se encuentran adscritos, frente al Centro de Control Eléctrico Nacional (CECOEL) responsabilizándose de la gestión en tiempo real de esta generación, realizando:

- Previsiones de producción (eólica).
- Precisos análisis de seguridad en todos los ámbitos temporales.
- Control en tiempo real de la producción adscrita al CECRE (fundamentalmente eólica).

En este sentido se debe avanzar en la monitorización del mayor número posible de generadores renovables (sobre todo solar fotovoltaica), ya que el examen y control de la generación permite maximizar la producción para evitar restricciones preventivas y retrasarlas, en su caso, al tiempo real.

Herramientas de monitorización continua y mejora de modelos de predicción

El sistema eléctrico es operado con una reserva rodante (centrales térmicas o hidráulicas funcionando a cargas parciales para poder subir o bajar rápidamente su producción), que absorbe aquellas incertidumbres en el equilibrio generación-demanda que pueden producirse sin margen para acoplar nuevas centrales. En la propuesta en que se reduzcan los desvíos de previsión de ciertas tecnologías renovables no gestionables en dichos horizontes, típicamente de 4 horas, y por tanto se reduzcan las necesidades de reserva en el sistema, quedará mayor “hueco” para este tipo de tecnologías.

Back-up térmico flexible

La generación hidráulica es óptima para aumentar la gestionabilidad de la cesta total de energías renovables; no obstante, es limitada tanto en potencia como en energía, por lo que el resto del parque gestionable también debe absorber gran parte de la variabilidad del parque renovable no gestionable. En ocasiones, el requerimiento de energía térmica resultante para absorber su parte correspondiente de recurso renovable no gestionable se convierte en irrealizable para el régimen permitido a las centrales térmicas, que no pueden acoplar/desacoplar al ritmo deseado, y la solución adoptada es la interrupción de las fuentes renovables. En la medida en que la nueva generación térmica presente tiempos cortos de arranque, variaciones de carga rápidas, y bajos tiempos mínimos de funcionamiento, será posible maximizar la integración de renovables en determinados días.

Requisitos técnicos a las instalaciones de generación eléctrica de origen renovable

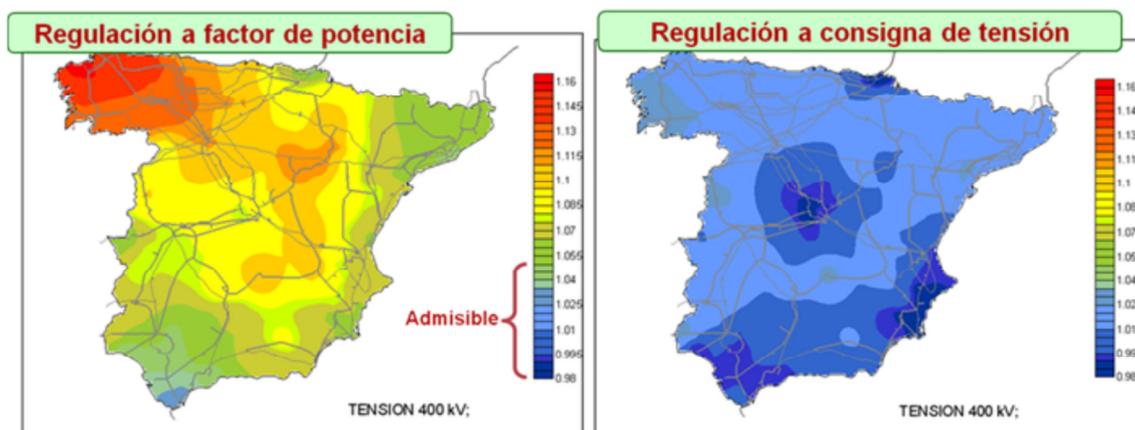
A lo largo de la década se producirá un desplazamiento paulatino de generadores síncronos (fundamentalmente generación eléctrica convencional) por otros basados en electrónica de potencia (eólica y solar fotovoltaica, principalmente). Resulta apropiado en este contexto que estos nuevos actores aporten unas capacidades y prestaciones similares, cuando técnicamente sea posible, a las de la generación síncrona a la que desplazan y en este sentido, resulta esencial la colaboración y coordinación de todo el sector para conseguir un adecuado desarrollo tecnológico y normativo enfocado a una óptima y segura integración de este tipo de energía.

Recientemente Red Eléctrica de España, como operador del sistema, ha realizado una propuesta de modificación del Procedimiento de Operación PO 12.2 que recoge los requisitos técnicos identificados en línea con lo anterior, fruto del trabajo de más de dos años en colaboración con el sector: asociaciones eólicas, fabricantes, promotores, etc.

Los requisitos técnicos necesarios de la modificación del PO 12.2 están relacionados con:

- Capacidad de funcionamiento permanente y temporal en ciertos rangos de tensión y frecuencia
- Control dinámico de la tensión durante perturbaciones en la red, al estilo de los AVR (Automatic Voltage Regulator) de los generadores convencionales, de manera que se inyecte cierta corriente reactiva durante los cortocircuitos. De este modo se asegura su contribución activa en el sostenimiento de las tensiones del sistema durante los cortocircuitos y la posterior recuperación de los mismos, evitando una profundización y extensión temporal de los huecos de tensión y contribuyendo a la estabilidad transitoria del sistema.
- Control de la tensión en régimen permanente.
- Capacidad de regulación potencia-frecuencia y ciertos requisitos de control de potencia.

Figura 7.1.2. Mejora en el control de la tensión como consecuencia de los nuevos requisitos técnicos propuestos (consigna de tensión frente al actual control a factor de potencia)



Fuente: REE

Gestión de la demanda

La gestión de la demanda es la planificación e implementación de aquellas acciones destinadas a actuar en el lado de consumo energético, en oposición al de generación de energía, de manera que se produzcan los cambios deseados en la curva de demanda. El objetivo fundamental es conseguir un consumo eléctrico más homogéneo a lo largo del tiempo (en relación a un horizonte temporal de 24 horas) mediante un desplazamiento de consumos desde los periodos punta a los periodos valle así como una participación activa de la demanda en la operación del sistema eléctrico. Para ello se busca modificar los patrones de consumo de energía eléctrica, obteniendo así una curva más plana que redunde en una mayor eficiencia para el conjunto del sistema y un cierto grado de flexibilidad que permita contribuir de forma activa a la estabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico.

La implementación de la gestión de la demanda ha supuesto un cambio en la visión de la operación del sistema que ha venido actuando tradicionalmente del lado de la oferta y no sobre la demanda, la cual ha sido concebida de manera habitual como un factor predeterminado en el contexto del sistema eléctrico. Sin embargo, por razones de eficiencia, por la dificultad creciente en acometer nuevas

infraestructuras de generación y red, así como por la voluntad de contribuir a la integración de la producción renovable no gestionable en las condiciones de calidad, fiabilidad y eficiencia requeridas, se deben analizar las posibilidades de implementar acciones sobre la demanda en los procesos de planificación y operación del sistema.

Los distintos mecanismos de gestión de la demanda que pueden contribuir a lograr el efecto deseado se pueden agrupar en cuatro grandes bloques (figura 7.1.3). El grupo reducción del consumo está encaminado a reducir de forma global la demanda de energía eléctrica, sin especificar en qué momentos se produce esta rebaja. Las iniciativas encuadradas en desplazamiento del consumo de la punta al valle buscan un desplazamiento permanente de las cargas desde la punta al valle logrando así la adecuación de la curva de la demanda a la de la oferta. El llenado de valles tiene como objetivo que la incorporación de las nuevas demandas del sistema se produzcan preferentemente durante los momentos de menor demanda y finalmente los mecanismos de reducción de puntas están orientados a obtener un recurso a disposición de la operación del sistema ante situaciones de emergencia.

Figura 7.1.3. Mecanismos de gestión de la demanda

Mecanismos de Gestión de la Demanda		
Reducción del consumo	<ul style="list-style-type: none"> * Mejora de la eficiencia de los equipos y procesos * Concienciación sobre el ahorro energético 	
Desplazamiento del consumo de la punta al valle	<ul style="list-style-type: none"> * Discriminación horaria * Participación activa de la demanda en los mercados 	
Llenado de valles	<ul style="list-style-type: none"> * Almacenamiento (bombeo, otras tecnologías, ...) * Vehículos eléctricos 	
Reducción de puntas	<ul style="list-style-type: none"> * Servicio de interrumpibilidad * Gestión automática de cargas 	

Fuente: REE

Actualmente los mecanismos existentes de gestión de la demanda se centran en el desplazamiento del consumo de la punta al valle mediante la discriminación horaria, y en la reducción de puntas en situaciones críticas por medio del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y de la implantación de limitadores de potencia en los hogares.

Sin embargo, de cara a superar las barreras comentadas anteriormente para la integración de la electricidad renovable no gestionable, es importante la participación activa de la demanda en la operación del sistema eléctrico. Con este objetivo, el operador del sistema viene trabajando desde hace tiempo en la definición de un paquete de acciones de gestión de la demanda adicionales a considerar en el horizonte 2020 que permitan afrontar con éxito los retos planteados. Las nuevas acciones todavía no implementadas se centran fundamentalmente en la potenciación de la modulación del consumo industrial y en el desarrollo de las

funcionalidades de gestión de la demanda de los nuevos contadores inteligentes con funciones de telemedida y telegestión, las cuales se describen más abajo.

Es importante también nombrar otras dos destacables propuestas de gestión de la demanda que forman parte de este paquete de acciones, pero que han sido implementadas recientemente. Estas son: el “*desarrollo de la figura del gestor de cargas*”, cuya actividad ha quedado regulada en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo y la “*discriminación horaria supervalle orientada al vehículo eléctrico*”, medida creada en el Plan de Acción 2010-2012, dentro del marco de la Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico y regulada en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo. El desarrollo de la figura del gestor de carga introduce un mecanismo que posibilita la implantación de nuevas iniciativas de gestión de la demanda asociadas a la carga del vehículo eléctrico. Esta figura permitirá revender electricidad para la recarga de vehículos. Por otro lado, en relación a la discriminación horaria supervalle, y de forma general, la recarga lenta durante los periodos valle del sistema (horas nocturnas) logrará aumentar la adecuación de la curva de demanda del sistema eléctrico español a la de la oferta, incrementando la eficiencia en el uso de las infraestructuras y maximizando la integración de las energías renovables no gestionables y disminuyendo sus vertidos.

A continuación se describen las nuevas acciones contempladas que se han mencionado anteriormente:

Potenciación de la modulación del consumo industrial

Con más de dos años en el mercado liberalizado, los consumos industriales no han abordado completamente la reorganización de su producción a la nueva situación de precios del mercado. Esta nueva situación conlleva una pérdida de incentivo a la modulación por parte del sector industrial, al verse reducida la diferencia del coste de la energía entre horas punta y valle. El actual servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad compensa parcialmente esta pérdida de incentivo al retribuir en parte el mantenimiento de un perfil modular favorable a la operación del sistema, si bien sólo una parte de los consumidores industriales pueden constituirse en proveedores de dicho servicio.

En este sentido, cabe destacar la positiva aportación de un potencial servicio de gestión de la demanda de modulación definido como el mantenimiento de un perfil de consumo con un nivel de demanda superior en los periodos valle respecto a los periodos de punta del sistema.

Desarrollo de las opciones de gestión de la demanda de los contadores inteligentes

El Plan de Sustitución de Contadores contempla la sustitución de casi 26 millones de contadores en un periodo de 10 años finalizando en el año 2018, y representa uno de los principales vectores de modernización de la gestión del sistema eléctrico en la próxima década, incluyéndose íntegramente en el horizonte de la planificación. Con las funcionalidades extendidas, el contador eléctrico deja de ser un equipo de facturación eléctrica para convertirse en un nodo de comunicaciones entre el sistema eléctrico (a través de las redes de distribución) y los hogares. Además de la realización a distancia de las gestiones comerciales de medida y facturación, permite la monitorización de los consumos casi en tiempo real, la agregación de medidas en centros de transformación y la incorporación de los mismos a los sistemas de gestión de las redes de distribución.

Se destaca sin embargo, que subsisten barreras para el desarrollo efectivo de estas disposiciones normativas ya que no existe una visión única en el sector sobre la manera efectiva de acometer dichos desarrollos. Las diferencias en estas visiones se centran, entre otras, en la elección de los medios físicos y protocolos de comunicación más adecuados para el sistema de telegestión y telemedida.

Con objeto de desarrollar al máximo las posibilidades que ofrecen las nuevas funcionalidades de los contadores domésticos, algunas de las propuestas que se contemplan para su desarrollo en el horizonte de 2020 son:

- Establecimiento de una discriminación horaria más flexible que la actual de sólo 2 periodos.
- Obligatoriedad por parte de los comercializadores de facilitar a los consumidores una estimación de su perfil horario de demanda en el periodo de facturación, que permita a los consumidores familiarizarse con sus propios modos de consumo y cambiar hábitos que contribuyan a la adecuación de las curvas de oferta y demanda eléctricas.
- Establecimiento y puesta en marcha de funciones de telemedida y telegestión.

Sistemas de acumulación del sistema eléctrico

Para alcanzar los objetivos previstos en 2020, será preciso apoyar y facilitar la integración en la red de transporte y distribución de la energía procedente de fuentes renovables, para lo cual una propuesta importante será el uso de sistemas de almacenamiento de energía para la integración de la energía no gestionable procedente de fuentes renovables. Este sistema se basa en la idea de que si la energía de origen renovable fluctuante no se necesita en el momento de la generación eléctrica, se almacena para su posterior consumo. Para ello se están desarrollando un conjunto de tecnologías de almacenamiento que se basan en una serie de principios mecánicos, térmicos, electroquímicos o electromagnéticos, que determinan, a su vez, su clasificación en diez tipologías:

- Tecnologías de almacenamiento en base a principios mecánicos
 - Aire comprimido (CAES)
 - Hidráulica de bombeo
 - Volantes de inercia
- Tecnologías de almacenamiento basadas en principios térmicos
 - Sales fundidas
 - Materiales de cambio de fase
- Tecnologías de almacenamiento en base a principios electromagnéticos
 - Supercondensadores
 - Imanes superconductores
- Tecnologías de almacenamiento basadas en principios electroquímicos
 - Hidrógeno
 - Baterías de flujo
 - Baterías estáticas

Actualmente, las tecnologías de almacenamiento se encuentran en distintas fases de maduración y cada una conlleva una serie de ventajas, desventajas y costes asociados. A continuación se describen brevemente las más relevantes y algunas de sus ventajas y desventajas:

Hidráulica de bombeo

Es una tecnología totalmente madura tanto técnica como comercialmente, que se viene utilizando en España desde mediados del siglo pasado, dando lugar a la mayor base global instalada dentro de los sistemas de almacenamiento.

Su funcionamiento es muy simple, ya que se basa en la utilización de bombas para transportar agua desde el nivel base hasta un depósito elevado. La energía almacenada como energía potencial de agua se conserva en un depósito elevado, que se recupera dejando que el torrente de agua vuelva al nivel de base a través de generadores de turbina.

La energía hidráulica, a través de centrales en grandes embalses de regulación existentes y centrales de bombeo será un pilar importante para posibilitar la gestión técnica del sistema en relación a la incorporación en la red de la energía renovable prevista en los objetivos de este PER. Actualmente, sin duda, el más importante de los métodos de almacenamiento, ya que no sólo es la más competitiva y madura de entre las tecnologías de almacenamiento potencialmente aptas para España, sino que constituye una solución idónea para compensar las variaciones a gran escala de la generación con fuentes renovables no gestionables, así como para el almacenamiento de los excedentes de éstas. Se trata de una energía de gran calidad que contribuye a la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico, como energía regulada rápidamente disponible para el seguimiento de variaciones de la demanda y de la oferta, flexibilidad para control de frecuencia y tensión de la red, reposición del servicio, etc.

Ahora bien, sería conveniente que la energía hidráulica de bombeo tuviera las correctas señales económicas y un enfoque en la gestión de estos bombeos que priorice la integración en la red de las energías renovables no gestionables y minimice los vertidos de éstas.

Baterías de flujo

Comprenden una gran variedad. Han llevado a cabo su desarrollo principalmente en base a una apuesta por dos tecnologías, las Baterías Redox⁴ de Vanadio (VRB) y las de sodio y azufre (NaS), que son actualmente los sistemas de esta tipología con una mayor evolución tecnológica.

El funcionamiento de la batería redox de vanadio se basa en el almacenamiento químico en diferentes formas iónicas de vanadio en electrolitos de ácido sulfúrico. Los electrolitos son oxidados y reducidos creando una corriente, que se recoge a través de electrodos en una reacción reversible que permiten a la batería cargarse, descargarse y recargarse. El funcionamiento de las baterías de NaS se basa en el almacenamiento químico en diferentes formas iónicas de sodio y azufre como electrodos líquidos, formando reacciones reversibles que permite que la batería se cargue, se descargue y se recargue, como en el caso de las VRB.

La batería redox de vanadio es considerada como una de las opciones con futuro para el almacenamiento a gran escala. Las baterías de NaS es una tecnología que ya se ha instalado a gran escala con resultados aceptables. La evaluación general es que se trata de tecnologías prometedoras a media escala (ambas soluciones) y a gran escala

⁴ Procesos de reducción-oxidación

(batería de NaS), aunque se debe seguir investigando hacia una mayor evolución tecnológica y reducción de costes. Actualmente, el mayor sistema de almacenamiento de NaS tiene una capacidad de 34 MW.

Almacenamiento de hidrógeno

Esta tecnología se basa en la descomposición de la molécula de agua mediante electrolisis (descomposición por electricidad), para su separación en H₂ y O₂. El H₂ se almacenaría en emplazamientos o tanques. Posteriormente, cuando la energía se necesite, la recombinación del oxígeno del ambiente con el hidrógeno almacenado, produciría agua de nuevo y devolvería parte de la energía absorbida previamente durante la electrolisis. La generación eléctrica y/o térmica se lleva a cabo a través de turbinas o a través de pilas de combustible.

La ventaja clave del almacenamiento de hidrógeno respecto al almacenamiento adiabático de energía en aire comprimido (A-CAES en sus siglas en inglés), es su mayor densidad energética (unas 65 veces mayor que el A-CAES). Esta característica, combinada con el mayor coste de inversión del almacenamiento en hidrógeno y su más baja eficiencia respecto al A-CAES, revelan al almacenamiento en hidrógeno como el más adecuado para el almacenamiento de energía a largo plazo (almacenamiento estacional). Sin embargo, en la actualidad, se encuentra en una etapa conceptual sin plantas a gran escala comercialmente probadas.

Algunos de los retos a los que se enfrenta son: demostrar su funcionamiento eficiente a gran escala, la percepción de riesgo de cara a la seguridad pública y la competencia con las tecnologías de almacenamiento de CO₂ y CAES para obtener emplazamientos apropiados.

Por tanto, la conclusión general es la de una solución a largo plazo, tras su futura fase demostrativa; y para utilización para almacenamiento de la energía proveniente principalmente de grandes parques eólicos.

Sales fundidas

Se basa en la utilización de la energía solar concentrada para calentar sales fundidas de forma indirecta (a través de aceite térmico en CSP de cilindro parabólico) o directamente (en las configuraciones de torre de potencia). Para la descarga, el calor almacenado se transfiere a electricidad a través de una turbina de vapor. El sistema de dos tanques es la solución moderna más típica por la cual, para su almacenamiento, las sales fundidas son bombeadas del tanque "frío" al intercambiador de calor y después hasta el tanque caliente. La principal ventaja de esta tecnología es que no hay conversión a energía eléctrica antes del almacenamiento, lo que favorece la eficiencia del ciclo de almacenamiento. A día de hoy se limita principalmente a las plantas de energía solar de concentración, con un potencial uso en otras tecnologías que todavía está siendo evaluado.

Aire comprimido (CAES⁵) y aire comprimido mediante proceso adiabático (A-CAES⁶)

Su funcionamiento se basa en el uso de compresores para el almacenamiento de aire comprimido en tanques o emplazamientos. Es decir, la energía se almacena como energía mecánica en forma de aire presurizado, en el caso del CAES, o de aire

⁵ Compressed Air Energy Storage

⁶ Adiabatic Compressed Air Energy Storage

presurizado y calor en el de A-CAES, que posteriormente se descarga sobre turbinas para generar electricidad. El almacenamiento de aire comprimido es una tecnología comercial con I+D en curso, preferida en principio para la nivelación de carga a gran escala, aunque con bajos niveles de eficiencia y una posible percepción de riesgo de seguridad por parte de la opinión pública.

Volantes de inercia

En el modo de carga, un motor eléctrico impulsa un volante de acero o materiales compuestos, normalmente soportado por rodamientos magnéticos, hasta una velocidad de 20.000 rpm (hasta 100.000 rpm en vacío), el cual se mantiene rotando permanentemente. En el modo descarga, el volante de inercia impulsa un generador para producir energía eléctrica. Aunque el volante de inercia supone un método de recarga rápida y con potencia eléctrica relativamente alta, su principal desventaja es que tiene tiempos de descarga muy cortos, lo que implica almacenajes de poca energía. Actualmente se utilizan principalmente como sistemas de potencia ininterrumpida (UPS en sus siglas en inglés) como sustituto para grandes baterías y en un futuro podría suponer una solución para equilibrar a corto plazo los picos de electricidad en la red.

Las propuestas de almacenamiento, algunas de las cuales serán utilizadas por los propios productores de energía y otras estarán más adaptadas a mejorar la gestión del sistema eléctrico en su globalidad, jugarán un papel muy importante dentro del sector eléctrico de cara a facilitar la integración de la energía no gestionable procedente de fuentes renovables. Sin embargo, debido a su falta de madurez, la mayoría de ellas están pendientes del avance de una I+D+i con mayores niveles de inversión y de la posterior confirmación en su fase comercial.

Entre las más importantes, será necesario promover el almacenamiento de la hidráulica de bombeo, como medida para permitir la plena integración de la electricidad de origen renovable, en especial, la eólica.

Las previsiones al 2020 en potencia a instalar de bombeo se han establecido teniendo en cuenta las previsiones de los agentes. Se trata principalmente de la repotenciación de bombeos existentes, utilizando fundamentalmente los mismos embalses. La cifra rondará los 3.500 MW adicionales.

Interconexiones

Las interconexiones son una de las herramientas clave para facilitar la integración de la producción renovable no gestionable, evitando vertidos que se pueden producir cuando la capacidad de producción exceda la capacidad de integración. En este sentido es fundamental el fomento del incremento de la capacidad comercial de intercambio entre España y Francia. El aumento de la capacidad de intercambio entre España y Portugal no ayuda a exportar los excedentes de producción en España ya que por cercanía geográfica, cuando hay excedente en España también lo hay en Portugal. Para poder exportar el excedente de producción no integrable, además de una adecuada capacidad comercial de intercambio se tienen que dar las condiciones que favorezcan la compra de esta energía en el país vecino.

7.2 INTRODUCCIÓN DEL BIOGÁS EN LAS REDES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

7.2.1 Descripción de las infraestructuras de gas natural

El sistema gasista comprende las instalaciones incluidas en la denominada red básica de transporte, la red de transporte secundario, la red de distribución y demás instalaciones complementarias.

La red básica de transporte está formada por:

- Las plantas de licuefacción, que transforman el gas natural al estado líquido para facilitar su almacenamiento y transporte en buques metaneros.
- Las plantas de regasificación, que transforman el gas natural líquido de los buques metaneros al estado gaseoso mediante la aportación de calor para introducirlo en la red de gasoductos.
- Los gasoductos de transporte primario, que son aquellos cuya presión máxima de diseño es igual o superior a 60 bares.
- Los almacenamientos subterráneos, que almacenan gas en el subsuelo para asegurar la continuidad y suministro de gas en caso de fallo de los aprovisionamientos y para modular la demanda.
- Las conexiones internacionales, es decir, los gasoductos que conectan el sistema gasista español con otros sistemas o con yacimientos en el exterior.

Por su parte, la red de transporte secundario está formada por aquellos gasoductos cuya presión máxima de diseño es menor de 60 bares y mayor de 16 bares.

Por último, la red de distribución está integrada por los gasoductos cuya presión máxima de diseño sea igual o inferior a 16 bares, y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la red básica o de transporte secundario.

El desarrollo de las infraestructuras gasistas en España ha estado condicionado por la escasa producción de gas nacional y por la situación geográfica de España. Ambos factores provocaron un desarrollo tardío del sistema de gas natural, el cual comenzó a finales de los años sesenta con la construcción de la primera planta de regasificación en Barcelona. Desde entonces y hasta ahora, se han construido un total de 6 plantas de regasificación las cuales contaban, a finales de 2010, con una capacidad total de almacenamiento de 2.937.000 m³ de GNL y una capacidad de regasificación de 6.862.800 Nm³/h. La planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, tras las modificaciones introducidas por el Programa anual de instalaciones de las redes de transporte aprobado en noviembre de 2010⁷, prevé construir un total de 3 plantas de regasificación adicionales, una en el puerto de El Musel (Asturias) y dos en Canarias, además de aumentar las capacidades de algunas de las plantas existentes.

Además de las plantas de regasificación, el sistema gasista español está formado por unos 74.000 km de gasoductos, de los cuales alrededor de 10.000 km pertenecen a la

⁷ Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural

red de transporte primario, dos almacenamientos subterráneos (Gaviota y Serrablo), tres yacimientos y cinco conexiones internacionales (una con Marruecos, dos con Francia y dos con Portugal), además de otras instalaciones auxiliares, estaciones de compresión y plantas satélite de GNL.

La peculiaridad del sistema gasista español, en comparación con el de otros países europeos, es la elevada dependencia de las importaciones y el elevado protagonismo de las plantas de regasificación en el aprovisionamiento de gas natural. Así, aproximadamente el 75% de los aprovisionamientos de gas natural de España se realizan en forma de GNL. Esta alta presencia del GNL en nuestra cesta de aprovisionamientos se debe, entre otros, a la escasa producción nacional (en torno al 0,4%) y a las limitadas conexiones internacionales.

En relación con lo anterior, el incremento de la capacidad de interconexión entre España y Francia se identifica como una prioridad dentro de las Iniciativas Regionales del Sur del ERGEG (South Gas Regional Initiative), cuya finalidad es integrar los mercados de España, Portugal y Francia en un único mercado; todo ello dentro del objetivo fundamental de la Unión Europea de crear un mercado gasista europeo. La tabla 7.2.1 recoge las capacidades de intercambio a través de las conexiones internacionales existentes.

Tabla 7.2.1. Capacidades de conexiones internacionales de gas existentes

Interconexión	Sentido del flujo	Capacidad nominal (GWh/día)	Capacidad nominal (bcm/año)
C.I. Marruecos-Tarifa	-	354	11
C.I. Argelia Medgaz	-	266	8
C.I. Francia-Larrau	España → Francia	0	0
	Francia → España	100	3,1
C.I. Francia-Irún	España → Francia	5	0,2
	Francia → España	10	0,3
C.I. Portugal-Badajoz	España → Portugal	134	4,3
	Portugal → España	105	3,4
C.I. Portugal-Tuy	España → Portugal	36	1,2
	Portugal → España	12	0,4

Fuente: CNE

Los procesos de subasta de capacidad de interconexión con Francia (Open Season) que tuvieron lugar en 2009 y 2010, dieron como resultado el acuerdo de incrementar las capacidades de las conexiones por Larrau e Irún de manera que estas alcancen en 2013 y 2015, respectivamente, 165 GWh/día en el caso de Larrau y de 65 GWh/día en el caso de Irún, en ambos sentidos de flujo.

Asimismo, como resultado de los contactos en la cumbre hispano-portuguesa celebrada en enero de 2009, se está barajando la posibilidad de aumentar la

capacidad de interconexión con Portugal mediante la construcción de una tercera conexión entre la zona Nordeste de Portugal y la Norte de España. El objetivo que se baraja es de 144 GWh/día en ambos sentidos.

7.2.2 Planificación de infraestructuras de GN. Aplicación al biogás

Hasta la fecha, el escaso desarrollo del biogás en España no ha justificado su inclusión en la planificación de las infraestructuras gasistas. No obstante, en el marco de elaboración de este plan se están estudiando las distintas opciones existentes de valorización del biogás (inyección en la red de transporte, inyección en la red de distribución, consumo en isla, transporte por carretera, etc.).

En este sentido, se considera que las importantes infraestructuras de transporte de gas natural existentes en España y las previstas en la planificación, deberían ser complementadas con redes de distribución o con la construcción de pequeñas redes locales, incluyendo la posibilidad de construcción de pequeñas redes locales de distribución de biogás desarrolladas por las CCAA o por las entidades locales.

En cualquier caso, en la actualidad el objetivo más inmediato de incorporación del biogás a la oferta energética ha de ser conseguir aumentar su generación, principalmente el de origen agroindustrial, orientando en esta primera fase esta generación hacia la producción eléctrica, que se verterá a la red (apoyada mediante el correspondiente actual sistema de primas).

No obstante, simultáneamente se comenzarán, tal y como se describen en el apartado 4.2.6, esfuerzos adicionales en el desarrollo de la normativa necesaria y en la creación de un marco económico que incentive estas aplicaciones, de forma que se posibilite el desarrollo de la inyección de biometano en redes.

Este enfoque parece coincidir con el de otros países europeos en los que la inyección de biometano ya está más desarrollada, que han esperado a tener implantada plenamente la tecnología de digestión anaerobia para emprender proyectos de inyección de biometano en red. Por ejemplo, Alemania no inauguró sus dos primeras plantas de inyección hasta finales del año 2006, y para entonces la potencia eléctrica instalada con biogás en el país era de alrededor de 1.400 MW. En la actualidad ya cuentan con más de 40 instalaciones de este tipo, asociadas prácticamente en su totalidad a plantas de biogás agroindustrial.

7.2.3 Acceso a las redes de gas natural

El acceso de terceros a las redes de gas natural en España es un acceso regulado, siendo el Real Decreto 949/2001 la disposición normativa que regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

Aunque desde la Directiva 2003/55, relativa al mercado interior de gas natural, se ha permitido, cuando sea posible técnicamente y bajo condiciones de seguridad, la inyección de gases procedentes de fuentes no convencionales en la red de transporte de gas natural, hasta la fecha en España solo se ha producido alguno de los cambios normativos necesarios para facilitar dicha inyección.

El primer paso para garantizar a los productores de biometano un acceso a estas

redes no discriminatorio y al mismo tiempo compatible con las normas técnicas y los requisitos de seguridad permanentes, tal y como establece la Directiva 2009/73 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, es determinar los requisitos de calidad que ha de cumplir el biometano para permitir su inyección. En este sentido, mediante Resolución de 22 de septiembre de 2011, la Dirección General de Política Energética y Minas ha modificado el protocolo de detalle PD-01 “Medición, calidad y odorización del gas”, incluyendo, entre otros, las especificaciones de calidad que han de cumplir los gases procedentes de fuentes no convencionales (biogás, gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas). En esta modificación se consideran también los conceptos y procedimientos relacionados con la medición del gas natural que pudieran aplicarse también a fuentes no convencionales, como el biogás.

Además, para abordar esta cuestión sería conveniente adaptar la Ley 34/1998 de 7 de octubre del sector de hidrocarburos, para extender la aplicación de las disposiciones de la Ley al biogás, siempre y cuando resulte técnicamente posible y seguro inyectarlo en la red.).

Otros aspectos esenciales son el reparto de responsabilidades entre productor y gestor del sistema y garantizar que todo el biometano inyectado sea comprado. En países como Alemania, las responsabilidades en relación con la inyección son compartidas entre el productor del biometano y el operador de la red. Por ejemplo, el operador de la red es responsable del ajuste del poder calorífico y la regulación de la presión del gas, compartiendo con el productor de biometano los costes de inyección al 50%. Todos estos aspectos deben considerarse en próximos desarrollos normativos ya que afectan a los derechos y obligaciones de los agentes del sistema gasista.

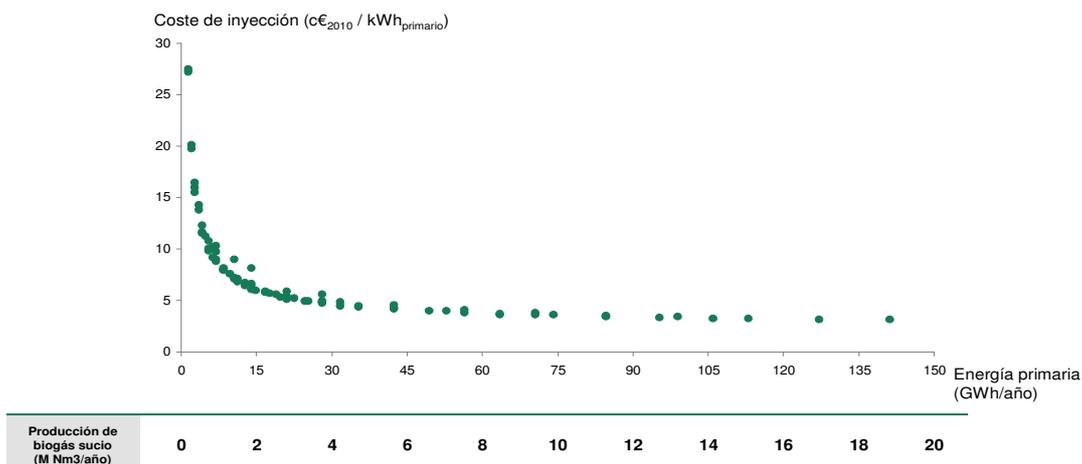
Es preciso reseñar también la posibilidad, ya existente, de que productores y potenciales consumidores de biogás establezcan acuerdos bilaterales, en los que no se produzca una conexión a las redes de transporte o distribución. Este tipo de solución, que puede ser muy interesante cuando productor y consumidor se encuentren muy próximos, ya cuenta con una experiencia a nivel nacional.

7.2.4 Propuestas de actuación

Avanzar en la introducción de biometano en las redes de gas natural es un objetivo que se justifica en primer lugar desde el punto de vista de la eficiencia energética conseguida en la aplicación del mismo. Por un lado, es necesario avanzar en las ya comentadas propuestas de carácter normativo que permitan la inyección de biometano en las redes de gas, salvaguardando la seguridad del sistema y al mismo tiempo garantizando el acceso no discriminatorio a la red de un gas de origen renovable. Por otro, paralelamente es necesario sentar las bases para el desarrollo de mecanismos de apoyo económico lo más eficientes posibles.

Los costes de inyección de biometano en red en 2010 son los siguientes:

Figura 7.2.1. Costes de inyección



Fuente: BCG

Es decir, si las economías de escala ya tienen un fuerte impacto en las plantas de biogás agroindustrial, este impacto se recrudece cuando la aplicación escogida es la inyección en red.

Por ejemplo, plantas tipo de 500 y 1.500 kW consideradas en el apartado 4.2 que, en vez de optar por la generación eléctrica optasen por la inyección, tendrían una generación térmica aproximada de 12 y 36 GWh, lo cual se traduciría en unos costes de generación en el año 2010 de 8,70 y 5,7 c€/kWh respectivamente, aún alejados de los actuales costes del gas natural.

El fuerte impacto de las economías de escala hace que la tendencia lleve, como ya se comentó en el apartado 4.2, a asociar esta tecnología a plantas de tamaño grande. Así, en las plantas realizadas hasta la fecha en otros países europeos, concretamente Alemania, el valor promedio de inyección de biometano es de 650 Nm³/h, lo cual, una vez consideradas las pérdidas que se producen en la inyección, equivale aproximadamente a una planta de 2,5 MW eléctricos.

Los actuales costes de generación mediante inyección a red para una planta de este tamaño que tenga una alimentación con una producción de 30 m³ biogás/t, serían de 5,10 c€/kWh. Este coste de generación de biometano, aplicado en un ciclo combinado con un rendimiento del 55%, daría lugar a un coste del concepto combustible de 9,3 c€/kWh, que en relación a la repercusión del coste del gas natural sobre la unidad eléctrica producida supone un sobrecoste inferior al que le correspondería a su generación a través del régimen especial eléctrico.

Es necesario por tanto profundizar analizando en detalle el aspecto económico de ambas alternativas ya que dependiendo de diferentes variables tales como la escala, costes de la conexión a la red de gas y eléctrica, etc. pueden existir eficiencias comparativas en la inyección del gas frente a la generación eléctrica, no solo en el aspecto energético sino también desde el punto de vista económico.

En la actualidad, en España existe únicamente un proyecto de este tipo, realizado en el Parque Tecnológico de Valdemingómez, y que ya ha solicitado a ENAGÁS la inyección de biometano en la red de transporte. Además, una empresa española está liderando el desarrollo de un proyecto LIFE (*Biogrid*) cuyo objetivo es demostrar la viabilidad de producir biometano a partir de biogás.

Los actuales costes de depuración e inyección, así como el estado aún poco desarrollado del sector del biogás agroindustrial y de la normativa necesaria para promover la inyección a red, hacen pensar que la implantación de esta aplicación del biogás sea lenta, reduciéndose a proyectos aislados durante los primeros años del periodo 2011-2020 y aumentando su uso a partir del año 2014. Es de prever que la tipología de proyectos a realizar durante el primer periodo busque reducir al máximo los costes de generación mediante caudales de inyección elevados (equivalentes a plantas de biogás eléctrico ≥ 2 MW), y que dichos caudales críticos puedan ir disminuyendo a medida que aumenta la madurez de las tecnologías de depuración e inyección y aumente el precio del gas natural. Se estima que en el año 2020 la aportación en España del biometano inyectado en red podría alcanzar al menos los 50 ktep, equivalentes al biogás necesario para suministrar proyectos eléctricos que totalicen aproximadamente 40-50 MWe (50% del objetivo total de usos térmicos para el biogás, y un 75% del incremento).

7.3 USO DEL SISTEMA LOGÍSTICO DE HIDROCARBUROS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE BIOCARBURANTES

7.3.1 La logística de productos petrolíferos en España

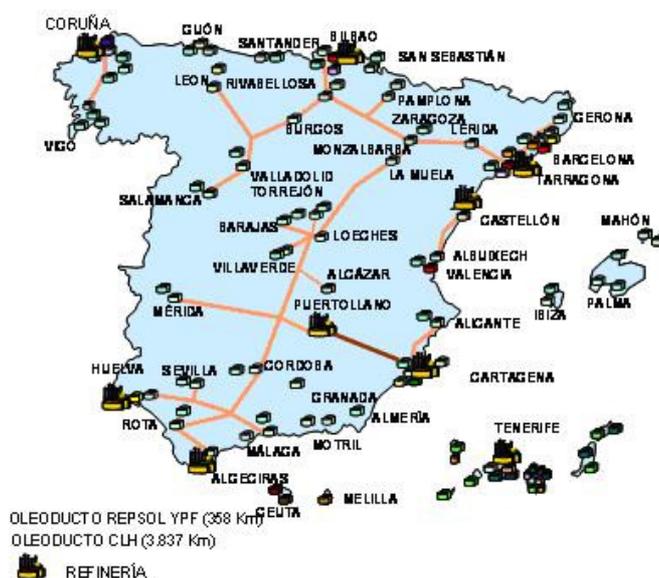
Para poder llegar hasta los consumidores finales, los productos petrolíferos deben transportarse desde los centros de producción, las refinerías, hasta las instalaciones de almacenamiento, o centros de distribución, desde donde se trasladarán hasta los puntos de consumo. En esta primera fase, denominada logística primaria, el sistema logístico lleva los productos hasta instalaciones de almacenamiento, utilizando fundamentalmente dos medios de gran capacidad y con un gasto energético reducido como son los oleoductos y, en menor medida, los buques petroleros.

Un elemento fundamental de este sistema lo constituye la red de oleoductos, la más amplia de Europa Occidental con sus 4.195 km de longitud, cuya propiedad se reparten Repsol YPF (358 km) y la Compañía Logística de Hidrocarburos (3.837 km).

La red de oleoductos de CLH conecta las 8 refinerías que existen en España con las instalaciones de almacenamiento situadas en las áreas de mayor consumo, y constituye el principal medio de transporte de esta compañía. Esta red dispone de un sofisticado sistema de control, desde el punto de vista operativo y de seguridad, conectado vía satélite que permite tiempos de actualización de la información de 1 a 5 segundos como máximo y con una fiabilidad del 99,66%.

Desde un centro de control se operan y controlan a distancia los equipos y parámetros de estaciones de bombeo, terminales de recepción, válvulas de seccionamiento de las líneas, etc., lo que permite realizar operaciones como el seguimiento de los paquetes de producto o la detección de fugas.

Figura 7.3.1. Oleoductos e instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos en España



Fuente: CNE y empresas del sector

En la logística primaria de hidrocarburos en España participan un total de 31 empresas, que disponen de 121 instalaciones de almacenamiento, con una capacidad total de 10,4 millones de m³. En el caso concreto de las instalaciones de CLH, que suponen más del 60% del total, éstas se operan desde una sala de control, y están equipadas con sistemas que permiten la carga automática de camiones cisterna. El centro de control apoya, gestiona y supervisa los sistemas automáticos de todas las instalaciones, y desde él se puede operar directamente sobre los sistemas de cualquiera de ellas y resolver posibles incidencias.

Tabla 7.3.1. Empresas ligadas a las actividades de logística básica de hidrocarburos en España a 31/12/2009

COMPAÑÍA	INST.	miles m ³	COMPAÑÍA	INST.	miles m ³
CLH	66	6.768	PETROLOGIS	1	73,4
DECAL	2	858	SHELL	1	62
T. PORTUARIAS	3	536	AGIP	1	56
EUROENERGO	1	333	CHEVRON	1	55
FORESTAL ATL	1	255	CMD	4	45
SECICAR	1	241	FORESA	1	32
TERQUIMSA	1	227	TERQUISA	1	9
ESERGUI	1	220	GOIL RENT PARK	1	8,6
T. CANARIOS	4	206	CEPSA AVIAC	3	4
PETROCAN	2	193	SLCA	8	3,1
RELISA	1	192,2	MITRASA	1	0
DISA	7	189	LOG. JUNTOS	1	0,2
MEROIL	1	161	BIOGAL	1	0,2
PTROVAL	1	139	BERCIANA	1	0,1
SARAS	1	133	GASTECO	1	0,1
DUCAR	3	120	SIMONOIL	1	0,1
FELGUERA	1	110			
ATLAS	2	80	34 COMPAÑÍAS	127	11.311

Prestación de servicios logísticos de biocarburantes

En el mapa de las instalaciones logísticas que se muestra a continuación (figura 7.3.2) se ubican, rodeadas por círculos, las instalaciones acondicionadas para el almacenamiento de biocarburantes. Su número aumenta de forma constante y así, en los primeros meses de 2010, CLH ha abierto ya sus primeras instalaciones acondicionadas para la mezcla directa de bioetanol con gasolina, que a finales de año podrán cubrir las necesidades de mezcla del 54% del consumo nacional de gasolinas.

Figura 7.3.2. Localización de las instalaciones de almacenamiento de biocarburantes dentro de la red logística de CLH



En el caso concreto de la prestación de este tipo de servicios logísticos no existen tarifas reguladas, sino precios resultantes de la negociación entre almacenista y operador. Así, no hay contratos regulados en este mercado, en el que priman la disparidad en la definición del objeto y en las condiciones de prestación de los servicios.

- Aspectos técnicos ligados a la introducción de biocarburantes en la red de oleoductos

De acuerdo con la información aportada por CLH, la introducción de los biocarburantes en la red logística nacional de oleoductos presenta una amplia diversidad:

Tipo de biocombustible	Comentario
Bio-ETBE	Se está transportando en mezclas con gasolina desde hace años (porcentaje ⁶ inferior al 15%). Puede transportarse mezclado con gasolina sin limitaciones, siempre en un porcentaje dentro de los límites establecidos por las especificaciones vigentes
Bioetanol	No se prevé su transporte por oleoducto
Biodiésel-FAME (metiléster de ácidos grasos)	Se está transportando desde hace dos años en porcentajes inferiores al 5%. Los principales problemas son la gestión de las interfases y la contaminación cruzada del queroseno de aviación, que impone algunas restricciones a la programación de los oleoductos. Puede transportarse en concentraciones del 7%, pero los efectos de la contaminación cruzada serán mayores
Biodiésel-FAEE (etiléster de ácidos grasos)	No se tiene experiencia de transporte de ésteres etílicos por oleoductos
BtL (biocombustibles obtenidos a través de procesos Fischer-Tropsch)	Desde el punto de vista del transporte por oleoducto, estos productos son hidrocarburos equivalentes a los derivados del petróleo, por lo tanto se transportarían de forma indiferenciada

- *Control de calidad en la red de CLH*

CLH realiza un control de calidad al 100% de todas las características especificadas a la entrada de los paquetes de combustibles derivados del petróleo, así como cuando recibe biocombustibles en grandes lotes (por ejemplo, biodiésel recibido por buque tanque).

Cuando se reciben biocombustibles en pequeños lotes (por ejemplo, en camión cisterna) no puede hacerse control de calidad al 100% por el tiempo necesario para el análisis y porque el tamaño del lote no lo justifica. En este caso se hacen:

- ✓ Aseguramiento de la calidad por trazabilidad del producto,
- ✓ Tests sencillos a la recepción del camión cisterna,
- ✓ Muestreo 100% y análisis aleatorio.

De cada paquete de producto se hacen análisis en laboratorio o en instalación de almacenamiento para seguir la calidad a lo largo del proceso logístico. Adicionalmente se hacen análisis estadísticos del 100% de las características de los productos almacenados en los tanques de CLH. De este modo, CLH puede garantizar la calidad del producto de todos y cada uno de los tanques de combustible o biocombustibles que pone en servicio.

En el caso de las mezclas de biocombustibles con combustibles fósiles, cuando éstas se producen en el brazo de carga de los camiones cisterna, no puede analizarse el 100% de los camiones expedidos. En este caso se garantiza la calidad de cada componente individual (gasolina, gasóleo, bioetanol y biodiésel) y la precisión en los porcentajes mezclados.

⁶ Todos los porcentajes en esta tabla se consideran expresados en términos de volumen

- *Métodos de operación posibles*

El escenario actualmente implantado en CLH es el de manejar en el sistema gasóleos que cumplan la EN-590 y gasolinas que cumplan la EN-228 (con éteres, pero sin bioetanol).

Estos combustibles pueden dirigirse directamente al usuario final o aumentar su proporción de biocarburantes mediante mezcla en brazo de carga de FAME en el caso de los gasóleos o de alcohol en el caso de las gasolinas.

Se considera que este escenario es el que mejor cumple los requisitos de:

- ✓ Eficiencia: mínimo coste en inversiones adicionales, al limitar el número de productos manejados en la cadena logística.
- ✓ Flexibilidad: capaz de satisfacer cualquier producto demandado por los clientes.
- ✓ Minimización de los potenciales efectos negativos en la calidad del producto derivados de mezclas previas.

No se prevé el transporte por oleoducto de gasóleos conteniendo más FAME del permitido en la EN-590 ni gasolinas conteniendo bioetanol. Para estos productos las posibilidades son:

- ✓ Almacenamiento independiente de FAME y bioetanol, y mezcla con el combustible mineral en la carga del camión cisterna. Es la opción actualmente implantada.
- ✓ Almacenamiento independiente de FAME y etanol y mezcla con el combustible mineral a la entrada en los depósitos logísticos. Esta segunda opción presenta inconvenientes de menor flexibilidad de las mezclas y mayores inversiones necesarias.

El marco normativo de la logística

La legislación que afecta de forma más relevante a las actividades de logística de hidrocarburos en España son:

Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos

En su artículo 40 se refiere a las actividades de transporte y almacenamiento, para las que exige un régimen de autorización administrativa previa, autorización que en cada caso deberá otorgar la autoridad competente (bien la Administración General del Estado, bien las comunidades autónomas). En la solicitud de autorización, se deberán acreditar:

- Las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas.
- El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente.
- La adecuación del emplazamiento de la instalación al régimen de ordenación de territorio.

Por otro lado, el artículo 41 regula el acceso de terceros a las instalaciones de transporte y almacenamiento, que deberá hacerse siempre mediante un procedimiento negociado, en condiciones técnicas y económicas no discriminatorias,

transparentes y objetivas, y aplicando precios que deberán hacer públicos⁹. Es la Comisión Nacional de Energía la encargada de hacer pública esa información, que está disponible en su página web.

Quién tiene derecho a ese acceso también es materia de este artículo, que lo otorga a las instalaciones de transporte y almacenamiento de los operadores al por mayor, así como a los consumidores y comercializadores de productos petrolíferos que reglamentariamente se determinen atendiendo a su nivel de consumo anual. No obstante, existen supuestos en los que los titulares de las instalaciones pueden denegar el acceso a éstas de terceros:

- Por falta de capacidad disponible durante el período contractual propuesto por el potencial usuario.
- Porque el solicitante no se encuentre al corriente en el pago de las obligaciones derivadas de utilizaciones anteriores.
- Cuando la empresa solicitante o aquélla a la que adquiera el producto, directa o indirectamente, radique en un país en el que no estén reconocidos derechos análogos y considere que pueda resultar una alteración del principio de reciprocidad para las empresas a las que se requiere el acceso.

La resolución de los posibles conflictos que pudieran surgir por el acceso a la red logística es competencia de la CNE.

Por último, un aspecto importante ligado a la logística de los hidrocarburos es la regulación de los aspectos relativos a la seguridad de suministro, y en especial al mantenimiento de reservas estratégicas de seguridad gestionado por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), asunto que aborda la Ley de hidrocarburos en los artículos 49 al 53.

Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios

En él se informa de la necesidad de comunicar a la CNE los precios y condiciones de acceso a las instalaciones de transporte y distribución. Es la Comisión la que se encarga de hacer pública esa información.

Real Decreto 1562/1998, de 17 de julio, por el que se modifica la Instrucción Técnica Complementaria MI-IP02 «Parques de almacenamiento de líquidos petrolíferos»

Es aquí donde se encuentra la última revisión sobre los requisitos técnicos y de seguridad de los parques de almacenamiento.

7.3.2 Propuestas para la mejora de la logística de los biocarburantes

A continuación se recogen algunas propuestas necesarias para mejorar a corto y medio plazo la eficiencia en la introducción de biocarburantes en la red logística española de hidrocarburos:

Normalización

⁹ Sin embargo, y de acuerdo con el mismo artículo 41, el Gobierno podrá establecer peajes de acceso para territorios insulares y para aquellas zonas del territorio nacional donde no existan infraestructuras alternativas de transporte y almacenamiento o éstas se consideren insuficientes.

Es preciso concluir cuanto antes el proceso de redacción de una norma europea para las mezclas de B10. Asimismo, en el ámbito nacional deberían realizarse especificaciones técnicas para un número reducido de mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles que requieran de etiquetado específico. Sólo las mezclas etiquetadas que dispongan del respaldo de una especificación técnica aprobada por el Gobierno deberían poder ser comercializadas en España.

Introducción de biocarburantes en la red de oleoductos

En el caso concreto de la introducción de FAME en los oleoductos, a corto y medio plazo deberían realizarse los estudios pertinentes para evaluar las consecuencias del transporte de B10 en oleoductos. Por lo que respecta a la introducción en los oleoductos de FAEE, cuyo desarrollo comercial es mucho menor que el del FAME, sería preciso iniciar las primeras pruebas piloto.

Trazabilidad y sostenibilidad

Debe integrarse el control de la sostenibilidad de los biocarburantes, y de la trazabilidad de su cadena de custodia, con el sistema actualmente vigente de certificación de la obligación de uso de biocarburantes, para lo que asegurar la colaboración de las empresas encargadas de la logística de hidrocarburos es fundamental.

En todo ese proceso deberá atenderse siempre a las peculiaridades que el sistema logístico español tiene (derivadas sobre todo del papel de CLH) y a las implicaciones de ello sobre el control de la cadena de custodia de los productos.

8 MARCOS DE APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

8.1 RÉGIMEN ESPECIAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

El sistema de apoyo a la generación de electricidad a partir de energías renovables, en instalaciones conectadas al sistema eléctrico, está fundamentado sobre dos pilares:

- Un marco jurídico que prioriza el aprovechamiento de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.
- Un marco económico estable y predecible que incentiva la generación a partir de tales recursos, al tiempo que permite que las inversiones asociadas obtengan unas tasas razonables de rentabilidad.

En este contexto, las primas a la generación en régimen especial tienen la consideración de costes de diversificación, seguridad de abastecimiento y beneficios medioambientales, y se incluyen en la estructura tarifaria junto con el resto de las actividades del sistema.

8.1.1 Marco normativo

La **Ley 54/1997 del Sector Eléctrico**, de 27 de noviembre, cuyo objetivo principal es regular las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, integró el Régimen Especial, anteriormente regulado en el RD 2366/94, para la generación eléctrica con energías renovables, de potencia inferior a 50 MW, de carácter voluntario, otorgando competencias a las comunidades autónomas para su autorización. La Ley también garantizó el acceso a la red de las instalaciones en el régimen especial, e introdujo las bases en materia de régimen económico y de producción que se desarrollaron posteriormente con sucesivos reales decretos (Reales Decretos 2818/1998, de 23 de diciembre, 436/2004, de 12 de marzo y 661/2007, de 26 de mayo). Igualmente, la Ley otorgó competencias a cada comunidad autónoma en el desarrollo legislativo y reglamentario y en la ejecución de la normativa básica del Estado en materia eléctrica. En síntesis, con esta legislación, los productores de electricidad procedente de energías renovables tienen garantizado el acceso a la red, y las condiciones técnicas y económicas entre productores y distribuidores están claramente definidas.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, rige los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, y redes eléctricas de transporte y distribución, cuando su aprovechamiento afecte a más de una comunidad autónoma, o cuando la potencia eléctrica a instalar supere los 50 MW, o cuando el transporte o distribución salga del ámbito territorial de una de ellas. En este caso, el organismo competente es la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión junto a sus instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51, que resulta de aplicación a todas las instalaciones generadoras de energías renovables conectadas en baja tensión.

Por su parte, el aprovechamiento de recursos geotérmicos encuentra su marco normativo en la legislación minera, por su carácter de recursos mineros energéticos, concretamente, en la **Ley 22/1973**, de 21 de julio, de Minas (modificada por la Ley 54/1980, de 5 de noviembre). La autorización de los aprovechamientos geotérmicos

de alta entalpía (generación de electricidad y/o usos directos) se rige por el régimen concesional de los recursos de la “sección D” establecido en la legislación minera. En este caso, la competencia en el desarrollo legislativo y la ejecución de la legislación básica del Estado en materia de Régimen Minero es de las comunidades autónomas.

Real Decreto 661/2007, de 26 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, desarrolla la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, y establece el régimen jurídico y económico de las instalaciones generadoras de energía eléctrica de cogeneración y aquellas que utilicen como materia prima energías renovables y residuos, con el objetivo fundamental de establecer un sistema estable y predecible que garantice una adecuada rentabilidad a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 1028/2007 de 20 de julio, que racionaliza el procedimiento para la implantación de instalaciones marinas de generación, de competencia estatal, salvaguardando los espacios donde vayan a instalarse frente a posibles impactos medioambientales, teniendo en cuenta la ausencia de experiencias en el mar. Igualmente, recoge la normativa nacional de aplicación, y la integra en un solo procedimiento administrativo que oriente a la iniciativa privada.

Con fecha 27 de septiembre del 2008 es publicado el **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, el cual define un nuevo régimen económico para las instalaciones fotovoltaicas, además de la creación de un Registro de preasignación de retribución para esta tecnología (PREFO), que afecta a las instalaciones que se inscriban definitivamente en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial (RIPRE) a partir de septiembre de 2008. Este nuevo marco se basa en un sistema de cupos crecientes y tarifas decrecientes, y se describe con mayor detalle en el apartado 4.9.1.

Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se establece el registro de preasignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, el cual fija las condiciones para el acceso a dicho registro que es requisito necesario para obtener el derecho a la percepción del régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, así mismo procede a la ordenación de los proyectos e instalaciones presentados al procedimiento de preasignación considerando, en primer lugar, aquellos cuya solicitud y aval fue presentado en los plazos previstos en la disposición transitoria cuarta del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y atendiendo a un criterio cronológico en función de la fecha en la que les fue otorgada la autorización administrativa, estableciendo los plazos de entrada en funcionamiento de las plantas de tecnología eólica y solar termoeléctrica. Como desarrollo del Real Decreto-ley 6/2009 el 24 de noviembre del 2009 se publicó la **Resolución de 19 de noviembre de 2009**, por la que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, estableciéndose las fases de puesta en funcionamiento de las plantas de tecnología eólica y solar termoeléctrica.

Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Se establecen los requisitos técnicos para determinar la consideración de modificación sustancial de instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración y con energía eólica. También modifica el régimen de retribución de la energía reactiva, así como fija las condiciones para instalaciones experimentales de tecnología eólica y en su disposición adicional tercera, establece

la posibilidad de conceder el derecho a una retribución adicional a la retribución del mercado de producción para proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar termoeléctrica, de carácter innovador, mediante un procedimiento de concurso hasta un máximo de 80 MW.

Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. Este decreto establece un límite de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima equivalente o prima, así como una disminución de la prima para instalaciones eólicas.

Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Esta reglamentación limita las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas con derecho al régimen económico primado. Se establecen dos limitaciones, una temporal hasta el 31 de diciembre de 2013 para las instalaciones acogidas al régimen económico del Real Decreto 661/2007, y otra permanente para el resto de instalaciones acogidas al régimen económico del Real Decreto 1578/2008 y para las instalaciones en el ámbito del Real Decreto 661/2007 desde el 1 de enero de 2014.

Ley 2/2011, de 4 de marzo, de **Economía Sostenible**, que incorpora algunos de los elementos de los marcos de apoyo a las energías renovables que deben estar presentes para garantizar la sostenibilidad de su crecimiento futuro, como son: estabilidad, flexibilidad, progresiva internalización de los costes y priorización en la incorporación de aquellas instalaciones que incorporen innovaciones tecnológicas que optimicen la eficiencia de la producción, el transporte y la distribución, y que aporten una mayor gestionabilidad reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, garantizando la suficiencia y estabilidad en el suministro energético.

8.1.2 Descripción del sistema

El marco de apoyo a la generación de electricidad a partir de energías renovables, en instalaciones conectadas al sistema eléctrico, está basado en un marco jurídico que permite priorizar el aprovechamiento de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, y en un marco económico estable y predecible que incentiva la generación a partir de tales recursos.

La actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables tiene la consideración de producción en **régimen especial**, en los términos establecidos en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Este régimen especial se basa en un **sistema de apoyo directo a la producción**, que contempla la percepción de retribuciones superiores al régimen ordinario, mediante el establecimiento de un sistema de tarifas reguladas y primas específicas, que tienen la consideración de **internalización de beneficios medioambientales, diversificación y seguridad de abastecimiento**. Este sistema ha demostrado un alto grado de eficacia en el desarrollo de la generación de electricidad con renovables, tanto en España como internacionalmente.

Las cuantías derivadas del marco de apoyo se incluyen en la estructura tarifaria junto con el resto de costes de las actividades del sistema.

La Ley 54/1997 también liberalizó los negocios de generación y comercialización de electricidad, creando las figuras del operador del mercado, para la gestión económica del sistema, el operador del sistema, para la gestión técnica del sistema, y los gestores de distribución eléctrica. Por su parte, la Ley del Sector de Hidrocarburos creó la Comisión Nacional de la Energía (CNE) a partir de la preexistente Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, como entidad reguladora independiente. Entre sus funciones se encuentra la emisión de informes, no vinculantes, sobre cualquier nueva normativa energética de ámbito estatal, y la liquidación de las primas a la generación eléctrica de origen renovable.

El mecanismo de apoyo tiene en cuenta la evolución de los precios en el mercado eléctrico, para compatibilizar la necesidad de garantizar niveles adecuados de retribución con el objetivo de que la generación eléctrica renovable alcance la plena competitividad con la generación convencional, incluidas sus externalidades, y al mismo tiempo, contribuyendo en lo posible a una disminución de los costes para el sistema.

El régimen especial es aplicable a las instalaciones renovables de producción eléctrica (salvo algunas excepciones, básicamente la gran hidráulica) en todo el Estado español, con independencia de su ubicación.

La determinación de la retribución para la generación de electricidad a partir de energías renovables, valores de retribución específicos para cada área renovable, son establecidos mediante reales decretos. Para garantizar la sostenibilidad y eficacia del marco de apoyo, la evolución de la retribución, para cada tecnología, trata de converger en el tiempo a la percibida por el régimen ordinario (para el resto de tecnologías de generación convencionales), promoviendo así la mejora tecnológica y valorando, en todo caso, las inversiones y los costes reales de operación y mantenimiento en los que los titulares de la instalación incurran.

El marco económico está actualmente desarrollado por el **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial y el **Real Decreto 1578/2008** para la tecnología fotovoltaica. Se contemplan unos niveles de retribución a la generación eléctrica que persiguen la obtención de unas tasas razonables de rentabilidad de la inversión. Para su determinación se tienen en cuenta los aspectos técnicos y económicos específicos de cada tecnología, la potencia de las instalaciones y su fecha de puesta en servicio, todo ello utilizando criterios de sostenibilidad y de eficiencia económica en el sistema.

Los titulares de instalaciones renovables pueden escoger, por períodos no inferiores a un año, entre dos alternativas de retribución para la energía evacuada:

- Venta a tarifa regulada, diferente para cada tecnología.
- Venta libre en el mercado de producción de energía eléctrica. Su retribución es el precio que resulta en el mercado organizado (o el precio libremente negociado), complementado por una prima, específica para cada área tecnológica renovable.

En esta alternativa, los niveles de las primas son variables en función de los precios horarios del mercado:

- Para precios bajos del mercado, el esquema retributivo garantiza la obtención de un mínimo nivel de retribución, que ofrezca certidumbre al titular de una instalación renovable sobre la mínima rentabilidad obtenible.
- Además, el esquema contempla un límite máximo de retribución a efectos de percepción de primas, de manera que los valores de las primas son nulos para altos precios del mercado, limitando así los sobrecostes del sistema.

Para el subgrupo b.1.1 (solar fotovoltaica) este régimen económico será de aplicación únicamente para instalaciones inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con anterioridad al 29 de septiembre de 2008. En el caso b.1.2 (solar termoeléctrica) y b.2.1 (eólica terrestre) será de aplicación a aquellas instalaciones inscritas en el Registro de preasignación de retribución establecido por RD-L 6/2009.

Para ambas modalidades de retribución, a tarifa y sistema de primas, se establecen otros complementos para aquellas instalaciones que contribuyan a la estabilidad técnica del sistema mediante la aplicación de innovaciones tecnológicas en sus instalaciones, en particular, el complemento por energía reactiva.

Revisiones de los niveles de retribución

Los niveles de retribución pueden ser modificados en función de la evolución tecnológica de los sectores, del comportamiento del mercado, del grado de cumplimiento de los objetivos de energías renovables, del grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y de su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema, garantizando siempre las tasas de rentabilidad razonables. En cualquier caso, dichas revisiones atienden a la evolución de los costes específicos asociados a cada tecnología, con el triple objetivo final de que las tecnologías renovables alcancen el mayor nivel de competitividad posible con las del Régimen Ordinario, que favorezcan un equilibrado desarrollo tecnológico y de que el esquema retributivo evolucione hacia el mínimo coste socioeconómico y medioambiental.

Mecanismos de control

El marco de apoyo a la producción de electricidad a partir de fuentes renovables también dispone de mecanismos para planificar y acotar el desarrollo de este tipo de instalaciones, de acuerdo con los objetivos de esta ley y de los planes nacionales de energías renovables.

A raíz del cumplimiento del objetivo establecido en el RD 661/2007 en la tecnología fotovoltaica, y al objeto de dar continuidad a la expansión tecnológica de la industria asociada a la generación de energía eléctrica de origen fotovoltaico, el 27 de septiembre del 2008 fue publicado el Real Decreto 1578/2008 con el objetivo de adaptarse con rapidez suficiente a la evolución de la tecnología en su momento, asegurando su eficiencia, y garantizando un mercado mínimo para el desarrollo del sector fotovoltaico y, al mismo tiempo, asegurando la continuidad del sistema de apoyo, estableciendo un mecanismo de asignación de retribución mediante la inscripción en un registro de asignación de retribución dando la necesaria seguridad jurídica a los promotores respecto de la retribución que obtendrá la instalación una vez puesta en funcionamiento.

El Real Decreto 1578/2008 establece un cupo de potencia de aproximadamente 500 MW al año, que se incrementa anualmente en la misma medida que disminuya la tarifa, aproximadamente un 10% si se asignan exactamente los cupos previstos. Así mismo, se establecen dos tipologías de instalaciones, una para instalaciones sobre cubiertas o fachadas y otra para el resto, cada una con sus correspondientes cupos y tarifas.

Tras comprobar la aplicación de este sistema de preasignación de tarifa para la tecnología fotovoltaica, el Real Decreto-ley 6/2009 insta el mecanismo de preregistro para todas las tecnologías incluidas en el régimen especial.

El objetivo del Registro de preasignación de retribución es hacer un mejor seguimiento de la evolución de la potencia instalada, y asegurar que se cumple el requisito de que el consumidor cuente con una energía a un coste razonable y que la evolución tecnológica de estas fuentes de generación permita una reducción gradual de sus costes y su competencia con las tecnologías de producción eléctrica convencionales. Con ello, se pretende **alcanzar de forma ordenada los objetivos de energías renovables** establecidos en este Plan de Energías Renovables para el año 2020.

Los requisitos principales para los proyectos para su inscripción en el Registro de Preasignación son: tener concedido un punto de acceso y conexión firme para toda la potencia, disponer de autorización administrativa y licencia de obras, garantizar la disponibilidad de recursos económicos propios o financiación suficiente para el 50% de la inversión, y presentar un acuerdo de compra por el 50% de los equipos.

Este Real Decreto-ley se complementa con la Resolución de 19 de noviembre por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros de 13 de noviembre del 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos de instalaciones eólicas y solares termoeléctricas presentados al registro de preasignación de retribución, ya que la potencia inscrita asociada a estas tecnologías superó los objetivos establecidos en el Real Decreto 661/2007.

El calendario para la puesta en funcionamiento de las instalaciones se realiza en fases sucesivas de acuerdo con el siguiente acumulado de implantación:

Para la tecnología eólica:

Fase 1: 3.719 MW, año 2010.

Fase 2: 5.419 MW, 1 de enero 2011.

Fase 3: 5.419 MW, 1 de enero 2012.

Fase 4: resto de potencia inscrita al amparo de lo previsto en la disposición transitoria quinta del Real Decreto-ley 6/2009, 1 de enero 2013.

Para la tecnología solar termoeléctrica:

Fase 1: 880,4 MW, en operación antes del 1 de enero de 2012.

Fase 2: 1.446,8 MW, que deben estar en operación entre 2011 y 2012.

Fase 3: 1.908 MW, que deben estar en operación en 2012.

Fase 4: 2.389,8 MW, que debe estar en operación en 2013.

8.1.3 Propuestas de mejora

La actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se sustenta en tres principios básicos como son la seguridad jurídica, viabilidad y estabilidad regulatoria.

Cualquier sistema de retribución económica, presente y futuro, de apoyo a la generación de electricidad de fuentes renovables tendrá como base los principios citados, arbitrando los mecanismos necesarios para conjugar las mejoras tecnológicas y la evolución de los mercados con los incentivos para la producción de electricidad procedente de fuentes renovables, de forma que se alcancen las metas y objetivos en los plazos establecidos.

Para la determinación de la retribución se tendrán en cuenta los parámetros técnicos y los costes de inversión en que se haya incurrido, al efecto de garantizar un retorno adecuado de las mismos, de acuerdo con lo previsto en la Ley del Sector Eléctrico y con la Ley 2/2011 de Economía Sostenible; estableciéndose un número máximo de horas, por tecnología, con derecho a percepción de la retribución prevista dentro del régimen especial, siendo el resto de la energía generada fuera de esas horas retribuidas al precio de mercado.

Asimismo, la tutela efectiva de la Administración debe asegurar la transferencia a la sociedad de la ganancia de la adecuada evolución de estas tecnologías en cuanto a la competitividad en costes relativos, minimizando los riesgos especulativos, provocados en el pasado por rentabilidades excesivas que dañan no sólo a consumidores sino a la industria en la percepción que se tiene de ella. Por tanto, será necesario arbitrar sistemas suficientemente flexibles y transparentes que permitan dar y obtener las señales económicas y de mercado que minimicen los riesgos, tanto los asociados a la inversión y su retribución, como los provocados por las fluctuaciones de los mercados energéticos.

El esfuerzo en el fomento de la mejora tecnológica y la reducción de costes debe ir aparejado a una mejora en la integrabilidad y mayor gestionabilidad de las instalaciones que permitan la gestión más eficiente del sistema eléctrico en su conjunto, aprovechando para ello las características específicas de las diversas tecnologías de generación de fuentes renovables y sus posibles complementariedades.

Al objeto de garantizar la sostenibilidad y eficacia del marco de apoyo, la evolución de los niveles de retribución para cada tecnología tratará de converger en el tiempo con la percibida por el resto de tecnologías de generación convencionales en el Régimen Ordinario, conforme a los resultados del *Estudio de Prospectiva Tecnológica* realizado por IDAE para la elaboración de este plan.

El marco de apoyo a la producción de electricidad a partir de fuentes renovables deberá disponer de mecanismos suficientes para planificar y adecuar el crecimiento de las tecnologías a los objetivos previstos en este plan de energías renovables. Asimismo los niveles de retribución podrán ser modificados considerando las curvas

de aprendizaje de las distintas tecnologías, del comportamiento del mercado y del grado de cumplimiento de los objetivos de energías renovables.

8.2 BALANCE NETO

Tradicionalmente el sistema de generación de energía eléctrica se ha caracterizado por un esquema de generación centralizada, unidireccional y con escaso control sobre la demanda.

En los últimos años la aparición de nuevos conceptos, desarrollos y sistemas pueden dar pie, gradualmente, a una evolución de este modelo hacia otro donde la **generación de electricidad distribuida** (generalmente de pequeña potencia) comienza a integrarse de una manera eficaz en la red como un elemento de eficiencia, de producción y de gestión, y no tan sólo como una simple conexión para la entrega de la energía eléctrica producida.

Así, relacionados con la generación distribuida aparecen conceptos como el de las **microrredes**, formadas por sistemas de distribución en baja tensión, fuentes de generación distribuida y dispositivos de almacenamiento, de manera que serán operados y gestionados como un sistema único. La microrred podría funcionar tanto como fuente de energía como un medio para proporcionar servicios auxiliares. Si se consigue en su interior el equilibrio entre generación y consumo, el impacto de la microrred en la red de distribución es mínimo.

Estos conceptos de generación distribuida, microrredes, etc., presentan **beneficios** para el sistema como son la reducción de pérdidas de la red (si esta generación distribuida está correctamente diseñada), la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes, y en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

La evolución tecnológica y comercial de las energías renovables en la actualidad y la prevista para el futuro, está permitiendo la reducción de sus costes de inversión. Por otro lado, en un contexto de mercado eléctrico liberalizado, en el que los precios finales de la electricidad, presumiblemente crecientes, reflejan las fluctuaciones de los mercados diarios, las energías eléctricas renovables representan una opción de interés para los usuarios tanto mayor cuanto más se asemejen sus perfiles de consumo y generación.

Este escenario facilita la llegada de la **paridad de red** para las energías eléctricas renovables. Se entiende paridad de red como el punto de indiferencia entre la compra de energía eléctrica al sistema y la autoproducción.

Cuando se alcanza este punto de paridad de red, para el productor/consumidor, el coste de producción de energía es igual al precio de referencia de la electricidad consumida de la red, de manera que el coste de oportunidad del productor/consumidor es nulo (es decir, el coste de generación es igual al ahorro que se obtiene por consumir energía autoproducida en lugar de consumir energía eléctrica comprada a terceros).

Para el sistema eléctrico, la llegada de la paridad de red de estas tecnologías no supondría coste adicional (no incrementaría el coste por encima del ya planteado o acordado en relación al desarrollo del sector).

En la actualidad, el titular de una instalación de producción en régimen especial puede vender la energía generada (a una tarifa regulada, directamente al mercado más una prima, o bien con un contrato bilateral), o consumir esta energía por completo. No está contemplada la posibilidad de consumir una parte de la energía generada y vender o ceder el excedente no consumido.

La Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, abre la puerta al desarrollo de medidas de fomento de la eficiencia energética a través de fórmulas de precios innovadoras, sistemas de contadores inteligentes y redes inteligentes de energía.

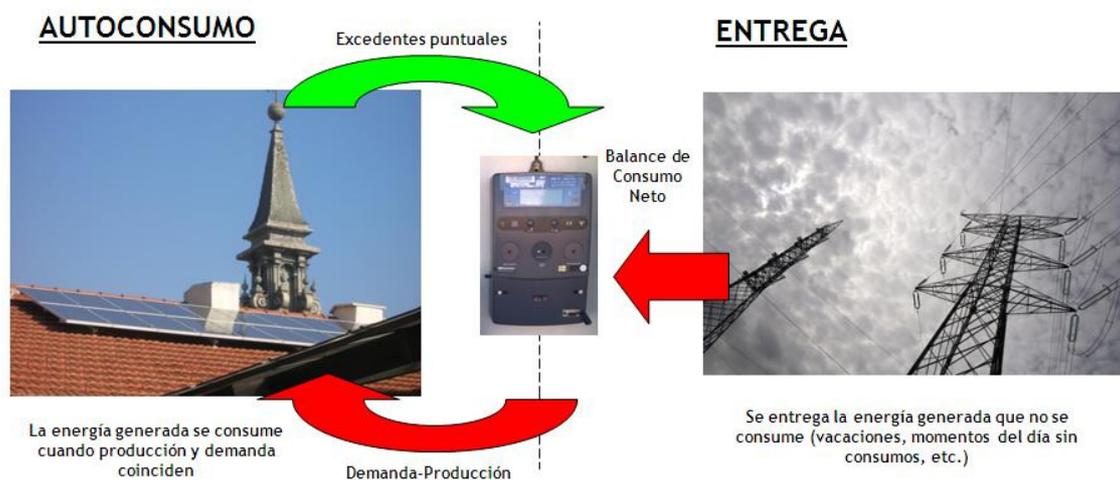
En este contexto, la conexión en redes interiores puede ser una de las principales vías de desarrollo de las tecnologías renovables ya que posibilitan el óptimo aprovechamiento de la electricidad en la medida en la que ésta abastece consumos eléctricos que se realizan en las proximidades de la instalación y resulta beneficiosa para el sistema eléctrico.

Se trata pues de **avanzar hacia un sistema de generación distribuida** mediante un mecanismo de **compensación de saldos de energía o balance neto** para potenciar el **autoconsumo** de la energía generada localmente (particularmente en instalaciones de pequeña potencia).

Por tanto, se define el **balance neto** como aquel sistema de compensación de saldos de energía que permite a un consumidor que autoproduce parte de su consumo, utilizar el sistema eléctrico para “almacenar” los excedentes puntuales de su producción y recuperarlos posteriormente. Este sistema es especialmente interesante para las instalaciones de generación eléctrica con fuentes renovables no gestionables, como eólica o solar, ya que evita la necesidad de incorporar sistema de acumulación en la propia instalación.

En un cierto periodo de tiempo habrá un consumo neto; la compensación de saldos permite entregar excedentes a la red para recuperarlos posteriormente, pero en ese periodo el balance no debe ser excedentario.

Figura 8.2.1. Ejemplo del sistema de balance neto.



Fuente: IDAE

Como se aprecia en la figura anterior, un ejemplo sería una instalación fotovoltaica o eólica de pequeña potencia en una vivienda, que está produciendo energía que se consume en la misma vivienda siempre que haya demanda. Si la demanda es superior a la producción, se importa energía de la red; cuando la demanda es inferior a la producción, se exporta energía a la red. Evidentemente el sistema de balance neto se podrá aplicar a cualquier tecnología renovable de generación eléctrica.

Se contabilizaría el balance neto de estos tránsitos de energía de manera que, si ha habido más demanda existe un pago al suministrador; si ha habido más exportación se genera un crédito de energía que se descuenta en posteriores facturas.

Este balance tendría una caducidad temporal, de manera que cada cierto periodo de tiempo se empezaría de cero, perdiendo los posibles excedentes de energía que se hubieran entregado a la red, dado que el concepto se basa en compensar la demanda y no ser productor neto.

Así pues, este concepto de balance neto tiene como puntos definitorios:

- Se trata de **instalaciones interconectadas destinadas a producir para autoconsumo**.
- El autoprodutor **no es un generador neto**, se apoya en la red para gestionar el desfase entre producción y demanda.
- La red actúa como colchón para **absorber excedentes de producción**, con la participación del comercializador y otros agentes del sistema. Será necesario disponer de **equipos bidireccionales** que registren los tránsitos de energía en cada periodo horario.
- Los excedentes de energía no se pagan sino que se **compensan** descontándose directamente de la factura del abonado.
- Los excedentes no compensados se acumulan para próximas facturaciones con **un plazo máximo para la compensación**.
- El diseño debe ser tal que en un cierto periodo de tiempo **no haya excedentes**. Al final de este periodo se anula el excedente.

El balance neto forma parte de un sistema global de gestión de la demanda que incluiría la progresiva implantación de redes inteligentes, sistemas de generación distribuida y autoconsumo.

La introducción del balance neto supone la modificación del marco regulatorio actual para que se permita su actividad y desarrollo, con cambios encaminados hacia la simplificación de los procedimientos administrativos de autorización, conexión y legalización de instalaciones de pequeña potencia destinadas al autoconsumo.

8.3 SISTEMA DE INCENTIVOS AL CALOR RENOVABLE (ICAREN)

El cumplimiento de los objetivos para las áreas térmicas renovables en el periodo 2005-2010, indica que todavía no se ha logrado el impulso necesario para las mismas, a pesar de haber eliminado un gran número de barreras reglamentarias, contar con un sistema de subvenciones y disponer de programas específicos para su fomento y divulgación. Entre las causas de este hecho se encuentran la competitividad de las empresas de combustibles fósiles, la falta de información, y por tanto de confianza, de los usuarios, la necesidad de un mayor desembolso inicial y las dificultades administrativas para la concesión de ayudas a la inversión.

Por otro lado, los sistemas basados en apoyos a la producción renovable, como el régimen especial para producción eléctrica, han demostrado ser mecanismos

efectivos capaces de dinamizar la afluencia de promotores y entidades financieras, dando un marco sólido de desarrollo.

Según establece la Ley de Economía Sostenible en su artículo 79, la planificación energética se orientará a optimizar la participación de las energías renovables en la cesta de generación, reduciendo la participación de las energías con mayor potencial de emisiones de CO₂. Además, la Directiva 2009/28/CE expone la necesidad de contemplar mecanismos para fomentar sistemas de climatización urbana a partir de fuentes renovables y la Directiva 2010/31/UE, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios, considera el uso de fuentes renovables en el sector de la edificación una medida necesaria para reducir la dependencia energética y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Todo lo expuesto aconseja el planteamiento de un nuevo mecanismo de incentivos alternativo, incompatible con la percepción de ayudas a la inversión y específico para proyectos desarrollados a través de Empresas de Servicios Energéticos Renovables (ESEs).

Este sistema de apoyo directo a la producción necesita que exista un productor que transmita la energía a un consumidor realizando una actividad económica; es decir, que exista un suministro de una ESE que facture mayoritariamente por la producción/consumo de la instalación.

Cualquier actividad de suministro de energía térmica renovable, por parte de una ESE a usuarios finales, para cualquier aplicación y a través de cualquier fluido, podrá acogerse al sistema de incentivos al calor renovable (ICAREN). Los suministradores acogidos a este sistema tendrán derecho a percibir el incentivo que se determine por suministrar la energía al usuario conforme a lo dispuesto en la normativa correspondiente y en los términos reglamentarios que se establezcan. A estos efectos, tendrá la consideración de energía suministrada con derecho a la percepción del incentivo la que sea facturada por la ESE al usuario.

El ICAREN es complementario al sistema mejorado de ayudas a la inversión, expuesto en el punto 8.4, e incompatible con él, de forma que el sistema de ayudas permita el fomento de aquellos proyectos que, por sus características, no puedan acogerse al sistema de incentivos a la producción.

El sistema se basa en establecer un incentivo que variará según la fuente energética y que percibirá la ESE acogida al ICAREN de forma que, según un modelo económico financiero, se haga viable su actividad y posibilite un cierto ahorro al usuario, independientemente del precio que en la práctica ofrezca al consumidor de la energía útil.

La determinación y futura actualización del incentivo se realizará considerando que dicho incentivo más un precio energético de referencia darán lugar a una retribución que permita desarrollar la actividad haciendo frente a los costes de amortización y financiación, operación y mantenimiento, gastos generales y beneficios industriales y, en su caso, de combustible. Tanto el incentivo como el precio energético de referencia se establecerán y actualizarán mediante la correspondiente regulación.

El incentivo está diseñado para ser percibido durante los 10 primeros años, como máximo, con independencia de la vida útil de los equipos considerada de cara a la valoración económica.

Será necesario determinar los requerimientos legales y el desarrollo legislativo así como los recursos operativos necesarios para instrumentar el nuevo sistema. Del mismo modo se definirán los organismos de la Administración, tanto estatal como regional, que asumirán las competencias necesarias para el funcionamiento del sistema de acuerdo con sus estatutos, competencias y capacidad de gestión.

A fin de controlar y regular las cuantías que se destinarán a incentivos, durante la vida del ICAREN, se dispondrá de mecanismos suficientes para planificar y acotar su desarrollo de acuerdo a los objetivos de potencia asignados por tecnología, limitando el número de proyectos/potencia que podrá inscribirse y beneficiarse de este sistema durante periodos claramente diferenciados.

Considerado el ICAREN en el conjunto de sistemas posibles, la estimación de la distribución de los objetivos de incremento acumulado para el periodo 2011-2020, en el año 2020, según mecanismos de apoyo, es la siguiente:

Tabla 8.3.1. Estimación de la distribución de los objetivos térmicos de incremento 2011-2020

	Total (tep)	ICAREN (tep)
Biogás	67.000	0
Biomasa en edificios	228.000	83.580
Biomasa en industria	320.000	90.547
Geotermia doméstica	17.492	8.601
Geotermia servicios y grandes edificios	16.659	8.446
CSR	100.000	0
Otros residuos	250.000	0
Solar en edificios	410.670	76.850
Solar en industria	80.170	66.637
Total	1.489.991	334.661

Fuente: elaboración propia

En el cuadro que aparece a continuación se estiman las inversiones acumuladas en el periodo 2011-2020 asociadas al objetivo alcanzable mediante ICAREN, el importe total de los incentivos necesarios en los años 2012 y 2020 una vez alcanzado el objetivo correspondiente y el acumulado durante el periodo de vigencia del plan.

Tabla 8.3.2. Inversiones e incentivos. Estimaciones correspondientes al sistema de incentivos al calor renovable

	Inversiones periodo 2011 2020	Incentivos en el año 2012 (MME)	Incentivos en el año 2020 (MME)	Incentivos en el periodo
Biomasa en edificios	273,9	0,6	5,8	35,4
Biomasa en industria	121,5	0,0	0,3	2,1
Geotermia doméstico	123,2	0,4	5,5	30,3
Geotermia servicios y grandes edificios	101,0	0,2	2,7	14,4
Solar en edificios	605,5	1,2	13,4	82,8
Solar en industria	554,2	0,0	7,8	26,3
Total ICAREN	1.779,3	2,4	35,6	191,3

Fuente: elaboración propia

8.4 SISTEMAS DE AYUDAS PÚBLICAS A LA INVERSIÓN

En este apartado se incluye una serie de líneas de apoyo que, con carácter general, se corresponden con el concepto de subvención, con la excepción de las líneas 1 y 3, relativas a la investigación y desarrollo (I+D) y a la innovación y demostración (i+d), para las que la inclusión en este grupo es de carácter instrumental y no debe prejuzgarse la forma concreta de apoyo que adoptarán estas líneas a lo largo del periodo del plan.

El dinamismo de las actividades de I+D+i+d en el ámbito de las energías renovables aconseja disponer de herramientas flexibles que vayan adaptando su forma de apoyo a la evolución del sector. Por ese motivo, los fondos correspondientes a estas dos líneas —así como los de la línea A de financiación que aparece en el siguiente apartado—, podrían adoptar diferentes formas de apoyo durante la vigencia del PER, y no necesariamente la del grupo en las que aquí se encuadran.

En relación con las subvenciones, tradicionalmente han constituido uno de los tipos de medidas económicas más utilizados para el apoyo al desarrollo de las energías renovables en nuestro país y, junto al régimen especial de generación de electricidad con renovables, uno de los más antiguos.

Como cualquier sistema de apoyo, el diseño de la propia medida a partir del conocimiento del sector y de las barreras que encuentra para su desarrollo, bien como apoyo exclusivo para determinados tipos de instalaciones, bien de forma complementaria con otras propuestas, es fundamental para alcanzar los fines perseguidos de forma eficaz y eficiente.

Para el cumplimiento de los objetivos de este plan en el horizonte del año 2020, se ha definido una serie de ayudas públicas a la inversión, que responden a otras tantas necesidades de apoyo a distintas tipologías de proyectos en diferentes áreas.

Las tablas siguientes recogen una síntesis de las dotaciones previstas para estas ayudas hasta el año 2020. El volumen total asciende a 1.037 millones de euros.

Tabla 8.4.1. Ayudas públicas a la inversión por programas y años

	Ayudas públicas a la inversión (millones de €)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL 2011-2020
1 I+D (1)	0,0	18,3	19,3	20,3	19,3	18,3	16,3	23,2	24,0	20,5	180
2 Estudios previos geotermia	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	8
3 i+d aplicaciones térmicas y biocarburantes (1)	0,0	15,1	24,5	33,3	42,0	51,1	51,5	44,3	31,4	20,1	313
4 Demostración tecnológica en generación eléctrica	0,0	2,7	6,4	9,8	13,6	17,4	18,4	15,1	10,8	5,9	100
5 Aplicaciones eléctricas aisladas de red y balance neto	2,3	2,6	3,5	3,8	3,8	4,9	5,3	5,8	6,5	7,0	46
6 Aplicaciones térmicas mediante convenios con las CCAA	21,7	19,2	21,7	19,7	15,4	13,9	14,6	16,8	17,4	20,0	180
7 Generación de biogás industrial	0,0	5,2	5,5	7,7	11,9	17,0	23,5	32,5	44,9	62,4	211
TOTAL	24	64	81	95	107	123	131	139	136	137	1.037

(1) Los fondos correspondientes a estas líneas podrían cambiar su modalidad de apoyo a lo largo del periodo

Fuente: elaboración propia

Tabla 8.4.2. Aoudas públicas a la inversión por programas y tipos de áreas

ÁMBITO DE APLICACIÓN	MEDIDAS (Acumulado en millones de €, periodo 2011-2020)							
	Ayudas públicas a la inversión							Total (2011 - 2020)
	Línea 1 (1)	Línea 2	Línea 3 (1)	Línea 4	Línea 5	Línea 6	Línea 7	
Eléctricas	83		188	78	34		211	594
Térmicas	5		20			115		140
Uso compartido: eléctrico y/o térmico y/o biocarburantes	27	8	57	22	12	15		140
Producción Combustible renovable	65		49			50		164
TOTAL	180	8	313	100	46	180	211	1.037

(1) Los fondos correspondientes a estas líneas podrían cambiar su modalidad de apoyo a lo largo del periodo

Fuente: elaboración propia

A continuación se presentan los seis programas definidos dentro de esta categoría de ayudas.

8.4.1 Programa de ayudas públicas a la investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos (Línea 1)

Motivación

En el período de vigencia del PER 2011-2020, la investigación, desarrollo e innovación en el ámbito de las energías renovables resulta de especial importancia para alcanzar los objetivos establecidos al 2020.

Los motivos fundamentales para el desarrollo de este programa son, por un lado, la existencia de tecnologías emergentes en fase de I+D, con gran potencial energético, cuya evolución futura está condicionada por su desarrollo tecnológico e implantación para alcanzar la fase precomercial y, por otro lado, están las tecnologías ya maduras que deben seguir evolucionando para conseguir la reducción de costes y mejores eficiencias energéticas en el futuro.

Objeto

Este programa tiene como objeto el apoyo público a proyectos de investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos, promovidos por entidades privadas de carácter nacional, centros tecnológicos y de investigación.

A continuación se indican las características de los proyectos tecnológicos que podrían presentarse a esta línea de ayudas:

- **Sector biomasa:** proyectos orientados al desarrollo de prototipos de equipos térmicos de biomasa con el objetivo de mejorar el rendimiento, facilidad de operación y mantenimiento y reducción del nivel de emisiones.
- **Sector biogás:** proyectos encaminados a mejorar la productividad de biogás por tonelada alimentada (bien a través de innovaciones en el pretratamiento o en el propio proceso de digestión), a la obtención de nuevos diseños de digestores y a la adecuación de las tecnologías a los sustratos disponibles en España. Se incluirán también aquellos proyectos que impulsen nuevas y más económicas vías de depuración del biogás.
- **Sector residuos:** proyectos que impulsen vías novedosas de obtención y valorización de combustibles sólidos recuperados.
- **Sector eólico:** proyectos de I+D relacionados con el sector eólico marino, encaminados a las siguientes actividades: creación de una plataforma experimental marina, creación de una logística específica para la implementación de parques eólicos marinos, nuevos diseños e implementación de sistemas de anclaje al fondo marino y plataformas flotantes en aguas profundas.
- **Sector solar térmica:** desarrollo de sistemas de refrigeración solar; aplicaciones en procesos industriales a baja y media temperatura; aplicaciones de desalación de agua; mejoras en la fabricación de captadores solares; desarrollo de nuevos materiales y de sistemas de almacenamiento de calor a alta temperatura, mejora de sistemas de control y medida, así como en el desarrollo de nuevos procedimientos de prueba y test de envejecimiento de los captadores y componentes.
- **Sector solar termoeléctrica:** proyectos de I+D relacionados con la innovación en fluidos térmicos, desarrollo de sistemas de almacenamiento, mejoras técnicas en el proceso de fabricación de componentes.
- **Sector solar fotovoltaica:** desarrollo de la industria de la materia prima; sistemas de almacenamiento; sistemas de “redes inteligentes” de transporte y distribución; autoconsumo de la energía generada mediante mecanismos de compensación de saldos de energía o balance neto.
- **Sector energías del mar:** programas de investigación y desarrollo de tecnologías de aprovechamiento de energías del mar e instalaciones de conexión a red así como de modelos de predicción del recurso energético marino; creación de plataformas experimentales de conexión a red específica para prototipos de energía undimotriz.
- **Sector geotermia:** programas de investigación para la localización de estructuras favorables para el desarrollo y explotación de yacimientos geotérmicos de media y alta temperatura.
- **Sector biocarburantes:** producción de biocarburantes a partir de gasificación o pirólisis de biomasa; biocarburantes producidos directamente por microorganismos (bacterias, microalgas, etc.) a partir de CO₂ y la luz del sol.

Características

Programa de apoyos públicos sujeto a acuerdos y colaboración con el MICINN, prioritariamente en la línea del SET PLAN y dirigido a la investigación y desarrollo tecnológico nacional de nuevos prototipos, sistemas de gestionabilidad y equipamientos específicos relacionados con energías renovables.

Tabla 8.4.3. Fondos necesarios. Línea 1

Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
0	18,3	19,3	20,3	19,3	18,3	16,3	23,2	24	20,5	179,5

Fuente: elaboración propia

El origen de estos fondos parte de los Presupuestos Generales del Estado (MICINN).

8.4.2 Programa de ayudas públicas a la inversión en las fases de exploración e investigación previas al desarrollo de un aprovechamiento de geotermia profunda (Línea 2)

Motivación

La geotermia, a diferencia de otras energías renovables, requiere de una fase inicial de búsqueda del recurso, muy costosa y extensa en el tiempo, pues la localización y evaluación de yacimientos geotérmicos necesita la aplicación de diversas y complejas técnicas, hidrogeológicas y de recursos minerales, adaptadas gran parte de ellas de la investigación de hidrocarburos.

Los altos costes de las fases de exploración e investigación, previas al desarrollo de un proyecto geotérmico, así como la percepción elevada del riesgo de estas fases, hacen que la financiación de estos proyectos sea muy difícil.

La motivación fundamental de este programa es fomentar el desarrollo de proyectos de geotermia profunda para generación de energía eléctrica y uso térmico, contribuyendo con apoyos públicos en las fases de exploración e investigación previas, mitigando el riesgo de estas fases y compensando la falta de instrumentos de financiación acordes con los términos del mercado.

Objeto

Este programa tiene como objeto el apoyo público, en la modalidad de ayudas directas a la inversión, a los trabajos, pruebas y ensayos incluidos en las fases de exploración e investigación para el desarrollo de la siguiente tipología de proyectos:

- Proyectos de demostración orientados a la implantación de sistemas de generación de energía eléctrica mediante geotermia convencional y estimulada.
- Proyectos de demostración orientados al aprovechamiento térmico directo de la geotermia profunda: red de climatización de distrito, procesos industriales y otras aplicaciones.

Características

Programas anuales basados en la concesión de subvenciones hasta un importe máximo por proyecto, que se publicarían mediante convocatorias anuales en función de unas bases y requisitos aprobados previamente.

Tabla 8.4.4. Fondos necesarios. Línea 2

Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	8

Fuente: elaboración propia

El origen de estos fondos parte de los Presupuestos Generales del Estado (MITyC).

8.4.3 Programa de ayudas públicas a proyectos de innovación y demostración para aplicaciones térmicas, eléctricas, biocarburantes y combustibles renovables (Línea 3)

Motivación

Para alcanzar los objetivos establecidos para el año 2020, el Plan de Energías Renovables 2011-2020 contempla la necesidad de promover proyectos de aplicaciones térmicas y eléctricas renovables, biocarburantes y de producción de combustibles renovables.

La motivación fundamental de este Programa es la incorporación de innovaciones tecnológicas en sectores en fase de demostración tecnológica o pre-comercial y la aplicación de tecnologías existentes que supongan un uso innovador en España, por no estar implantadas en nuestro país, de forma que el desarrollo de estos proyectos permita recabar experiencia tecnológica, de gestión y explotación, previamente al despliegue comercial.

Objeto

Este programa tiene como objeto el apoyo público a proyectos de aplicaciones térmicas renovables y de uso de biocarburantes.

A continuación, se indican las características de los proyectos de innovación y demostración que podrían quedar incluidos dentro de este Programa:

- Proyectos innovadores orientados a la implantación de equipos térmicos de biomasa de alto rendimiento, mejores prestaciones y con reducción del nivel de emisiones, con el objetivo de impulsar su fase comercial.
- Proyectos innovadores orientados a la implantación de sistemas de gasificación de biomasa e inyección directa del gas de síntesis en procesos de secado y cocción industrial (como por ejemplo el sector cerámico), con el objetivo de impulsar su fase comercial.
- Proyectos innovadores orientados a la implantación de sistemas de torrefacción de biomasa y otros sistemas de producción de combustibles renovables, con el objetivo de impulsar su fase comercial.
- Proyectos de innovación y/o demostración para el desarrollo de redes de climatización centralizada mediante geotermia, con el objetivo de impulsar su implantación en España.
- Proyectos de innovación y/o demostración de los usos térmicos del biogás, con especial atención a aplicaciones industriales.
- Proyectos de innovación y/o demostración de gasificación de CSR.
- Proyectos basados en la producción de alcoholes a partir de procesos biológicos y químicos, a partir de materiales lignocelulósicos.
- Proyectos de innovación y/o demostración de energía solar térmica para aplicaciones de calefacción y refrigeración centralizada, en entornos residenciales e industriales.
- Proyectos innovadores y/o demostrativos en el ámbito de refrigeración solar (adsorción, absorción, desecación con enfriamiento evaporativo, etc.).
- Proyectos de innovación y/o demostración de energía solar térmica en procesos industriales de baja y media temperatura.
- Proyectos de innovación y/o demostración de energía solar térmica para desalación de agua.
- Proyectos de innovación y/o demostración de nuevas tecnologías, como captadores solares de aire para, por ejemplo, secado de combustibles para uso doméstico o industrial, o secado de materias primas en procesos industriales.
- Proyectos de innovación y/o demostración de nuevas tecnologías de energías del mar.
- Proyectos de innovación y/o demostración tecnológica de geotermia de media y alta temperatura y sistemas geotérmicos estimulados (EGS) para producción de electricidad.
- Proyectos de innovación y/o demostración de instalaciones eólicas de pequeña potencia conectadas a red, de potencia inferior o igual a 5 kW.
- Proyectos de innovación y/o demostración de instalaciones solares termoeléctricas.

Características

Programa de apoyos públicos sujeto a acuerdos y colaboración con el MICINN, dirigido a proyectos de innovación y desarrollo en tecnologías renovables en fase muy

incipiente o pre-comercial y a actuaciones orientadas a la competitividad empresarial nacional.

Fondos necesarios

Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
--	15	25	34	42	51	51	44	31	20	313

El origen de estos fondos parte de los Presupuestos Generales del Estado (MICINN).

8.4.4 Programa de IDAE de ayudas públicas a la inversión para proyectos de demostración tecnológica con generación eléctrica (Línea 4)

Motivación

En distintos sectores renovables de generación eléctrica se contempla la necesidad de impulsar, mediante ayudas directas a la inversión, aquellos proyectos que:

- Incorporen innovaciones tecnológicas, en fase de demostración tecnológica o precomerciales en España.
- Suponen un uso innovador en España a tecnologías preexistentes, en fase de implantación incipiente en nuestro país.

El esquema retributivo general, aplicable a instalaciones comerciales, podría resultar insuficiente para hacer viables determinados proyectos innovadores y de demostración, que requerirían una mayor intensidad de ayudas para suavizar los riesgos técnicos y financieros inherentes al uso de tecnologías incipientes. Estos proyectos, aparte de su contribución energética, presentan otros beneficios asociados que los hacen merecedores de un apoyo adicional:

- Permiten recabar experiencia en nuestro país –tecnológica, de gestión y explotación, y también medioambiental y social–, previa al despliegue de dicha tecnología en España a gran escala.
- Orientados a la competitividad empresarial nacional y a la resolución de trabas existentes al desarrollo de sectores tecnológicos renovables.

Objeto

Las tipologías de proyectos a partir de tecnologías renovables en fase de demostración o comercial muy incipiente (precomerciales), que podrían presentarse a esta línea de subvenciones serían las siguientes:

- **Sector energías del mar:** proyectos de demostración tecnológica para generación eléctrica.
- **Sector geotermia:** proyectos de demostración tecnológica de geotermia convencional y EGS para producción de electricidad.
- **Sector eólico:** instalaciones eólicas de pequeña potencia conectadas a red, de potencia inferior o igual a 5 kW.

- **Sector solar termoelectrico:** instalaciones solares termoelectricas en fase de demostración.

Características de la línea

Este programa plurianual y multidisciplinar se basa en la concesión de subvenciones hasta un importe máximo por instalación –porcentaje en función del ratio €/kW–, que se publicarían mediante convocatorias anuales horizontales, con indicación de los importes máximos financiables para cada actividad sectorial.

La periodicidad anual dota a este instrumento de la flexibilidad necesaria para adaptar las bases y requisitos de las convocatorias al desarrollo tecnológico que experimente cada sector en el período 2012-2020.

En la tabla siguiente se muestra el volumen **plurianual** de los fondos necesarios para la implementación de esta línea de subvenciones, que provendrían de los sucesivos Presupuestos Generales del Estado para el período 2011-2020, mediante la consignación y transferencia a IDAE para su gestión:

Tabla 8.4.6. Fondos necesarios. Línea 4

Fondos (M€)											
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Total	-	2,71	6,39	9,76	13,6 4	17,35	18,35	15,09	10,8 2	5,88	100,0

Fuente: elaboración propia

8.4.5 Programa de ayudas públicas a la inversión para proyectos que no reciben apoyo económico del régimen especial (Línea 5)

Motivación

En el PER 2005-2010 se plantearon una serie de medidas económicas para permitir la viabilidad de los proyectos de energías renovables. Entre ellas están los apoyos públicos a la inversión, vía subvención, los apoyos públicos a la explotación, vía tarifa y primas reguladas, y las desgravaciones fiscales.

En el actual PER 2011-2020 se contempla **mantener los apoyos a la inversión vía subvención**, mediante la colaboración entre el IDAE y las diferentes CCAA, que tienen su base en los convenios establecidos entre el Gobierno del Estado y los Gobiernos Regionales.

Además de las instalaciones de producción de energía eléctrica aisladas de red, se plantea la necesidad de ayuda a aquellas instalaciones conectadas a red que no reciben apoyo económico del régimen especial de producción de energía eléctrica, como las que se puedan realizar en un esquema de “balance neto”, mediante mecanismos de compensación de saldos de energía.

Objeto

Esta línea de subvención está diseñada para instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, con un estado de la tecnología madura, pero que necesita algún apoyo para su viabilidad económica.

Su objeto es, por tanto, permitir la **viabilidad económica** de instalaciones renovables eléctricas aisladas de la red, y de instalaciones para autoconsumo de pequeña potencia.

Características

- Programa anual de apoyos públicos a fondo perdido sujeto a acuerdos y colaboración con las CCAA, y dirigido al fomento de instalaciones de producción eléctrica comerciales, pero que necesitan apoyo económico para su implantación.

Tabla 8.4.7. Fondos necesarios. Línea 5

Coste (M€)									
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
2,6	3,5	3,8	3,8	4,9	5,3	5,8	6,5	7,0	45,5

Fuente: elaboración propia

El origen de estos fondos procede de los Presupuestos Generales del Estado.

8.4.6 Programas de ayudas públicas a la inversión de energías renovables térmicas mediante convenios con las CCAA (Línea 6)

Motivación

El desarrollo de usos térmicos es uno de los principales objetivos del PER a 2020. Actualmente existe una línea de ayudas a la inversión a través de los PGE que son transferidos a las comunidades autónomas mediante convenios entre estas y el IDAE. Estos convenios han evolucionado con el tiempo adaptándose a las necesidades de los distintos sectores de energías renovables durante los últimos años.

Esta línea de ayudas es complementaria con el sistema de incentivos (ICAREN), descrito en el punto 8.3, siendo incompatible la concurrencia de un proyecto a los dos sistemas de apoyo a la vez, dedicando cada sistema a ámbitos distintos y utilizando procedimientos diferentes.

Estos programas de ayudas están enfocados a cubrir todas las actividades del sector de las energías renovables térmicas no cubiertas por el sistema de incentivos a la producción.

Objeto

- Programas de ayudas a inversiones relacionadas con el aprovechamiento térmico de las energías renovables estructurados mediante convenios entre el IDAE y las distintas CCAA.

Características

Mantenimiento del sistema actual de ayudas a la inversión debiendo cumplirse los requisitos establecidos en las correspondientes publicaciones de cada comunidad autónoma y que tienen su base en los convenios establecidos entre el Gobierno del Estado y éstas. Las ayudas se establecerán con intensidad decreciente en los distintos años de planificación.

En general, los sectores y aplicaciones incluidas son instalaciones y equipos de generación térmica doméstica o industrial, abastecidos con cualquiera de las siguientes fuentes de energía renovable:

- Biomasa.
- Energía geotérmica.
- Energía solar térmica.
- Biogás.
- Equipos para el tratamiento de biomasa tanto en campo como en planta.

Tabla 8.4.8. Fondos necesarios. Línea 6

Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
21,7	19,2	21,7	19,7	15,4	13,9	14,6	16,8	17,4	20,0	180,4

Fuente: elaboración propia

El origen de estos fondos procede de los Presupuestos Generales del Estado en colaboración con las comunidades autónomas.

8.4.7 Programa de ayudas públicas a la inversión para la generación de biogás agroindustrial (Línea 7)

Motivación

El PER defiende la necesidad de que el desarrollo del biogás agroindustrial sea sustentado no solo por el régimen especial, sino también por la parte medioambiental. En concreto, parece imprescindible cuantificar económicamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que se evitarían con el tratamiento mediante digestión anaerobia de deyecciones ganaderas.

El Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, consciente del potencial de reducción de emisiones de GEI en este sector, ya ha emprendido acciones en este sentido (Real Decreto 949/2009 por el que se establecen las bases reguladoras de las subvenciones estatales para fomentar la aplicación de los procesos técnicos del Plan de biodigestión de purines, modificado mediante el RD 1255/2010).

Dada la evolución prevista de los costes de generación de biogás agroindustrial, esta contribución es esencial para la consecución de los objetivos descritos en el PER para este tipo de biogás.

Objeto

Este programa tiene como objeto el apoyo público en la modalidad de subvención a proyectos de biogás agroindustrial.

Los proyectos tipo serán aquellos con una co-digestión de un 80% de deyecciones ganaderas con un 20% de otros residuos (equivalentes a una productividad media de 30 m³/t residuo entrada al digestor).

Características

Independientemente del mecanismo escogido (modelo de aplicación conjunta, modelo de incentivo o modelo de mercado interno), se diferenciará entre proyectos de biogás agroindustrial < 250 kW y proyectos > 250 kW. Los proyectos de potencia instalada inferior a 250 kW requerirán de un tratamiento diferenciado que les reconozca unos mayores ingresos por t CO₂_eq evitada.

Tabla 8.4.9. Fondos necesarios. Línea 7

Coste (M€)									
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
5,2	5,5	7,7	11,9	17,0	23,5	32,5	44,9	62,4	210,6

Fuente: elaboración propia

El origen de estos fondos procede de los Presupuestos Generales del Estado.

8.5 FINANCIACIÓN

Las propuestas de financiación, es decir, los préstamos a proyectos, son otro importante instrumento para el apoyo al desarrollo de las energías renovables. Hay que tener en cuenta que este tipo de energías constituyen un moderno, dinámico y cambiante sector económico, lo que dificulta en muchas ocasiones la obtención de fondos ajenos para invertir en algunas tipologías de estas áreas. Y ese es el motivo por el que se ha definido una serie de líneas de financiación que ha de contribuir a la consecución de los objetivos del PER 2011-2020.

En los últimos años se han desarrollado distintos programas de financiación de proyectos de energías renovables, siguiendo distintos conceptos: financiación incorporando subvención a través del ICO o financiaciones específicas por instalación a través del IDAE bajo conceptos como la Financiación por Terceros (FPT) o préstamos con asesoramiento técnico.

Como experiencia piloto y con presupuesto del IDAE, recientemente se ha iniciado una nueva línea, con objeto de financiar instalaciones de producción térmica para ACS, calefacción, refrigeración y otros usos en edificios, a través de Empresas de Servicios Energéticos (ESEs). Esta experiencia se inició en 2009 con el programa BIOMCASA, destinado al área de biomasa, y posteriormente se ha ampliado a geotermia (Programa GEOTCASA) y solar térmica (Programa SOLCASA). Estos programas tienen unas limitaciones en cuanto al importe máximo por proyecto y se complementan con el programa de Grandes Instalaciones Térmicas (GIT) para las tres fuentes de energía renovables antes mencionadas, aplicable a proyectos de mayor volumen de inversión pero que cuenta con un sistema de garantías técnicas y financieras diferentes.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 contempla seis líneas de financiación, cuyo objeto es favorecer el cumplimiento de los objetivos establecidos.

Igual que ocurría con las líneas 1 y 3 del anterior apartado de ayudas públicas a la inversión, los fondos incluidos en la línea A de financiación, podrían adoptar otra forma de apoyo durante la vigencia del PER, y no necesariamente la de este grupo en el que se ha encuadrado.

Las tablas siguientes recogen la síntesis económica de estas líneas de financiación.

Tabla 8.5.1. Dotación prevista de fondos públicos para financiación por líneas y años

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Dotación pública (M€) (1) TOTAL 2011-2020
A	Investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos (2)	5,4	5,9	7,1	8,5	9,3	7,7	6,7	6,6	6,4	6,4	70
B	Demostración de desarrollos tecnológicos innovadores con energías renovables	9,5	20,5	25,5	38,1	43,1	51,3	56,3	58,5	63,5	72,0	438
C	Fase comercial, pero con una cierta barrera que impide su desarrollo	11,0	14,1	22,0	26,0	29,9	33,8	40,5	47,3	56,1	58,2	339
D	Entidades financieras privadas para financiación de ESEs de energías renovables térmicas con apoyo de IDAE	1,0	2,6	4,1	5,7	7,2	8,8	10,3	11,9	13,4	15,0	80
E	Instalaciones de generación eléctrica distribuida de P < 10 kW	0,0	0,0	5,0	6,5	6,5	7,2	7,3	2,7	1,2	1,6	38
F	Programas piloto de financiación de proyectos y promoción de ESEs de energías renovables térmicas	16,0	20,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	46
TOTAL		43	63	74	85	96	109	121	127	141	153	1.011

(1) Dado el carácter público de todas las líneas de financiación, salvo la D, la dotación pública prevista que aparece en esta tabla se corresponde con las cantidades excepto para la mencionada línea D, para la que la dotación pública corresponde al coste para la Administración en concepto de garantías y/o de apoyo al tipo de interés. La cantidad total a financiar por esta línea durante el periodo 2011-2020 de 1.600 millones de euros. Para el resto de líneas, se ha estimado un coste para la Administración de la cantidad financiada.

(2) Los fondos correspondientes a esta línea podrían cambiar su modalidad de apoyo a lo largo del periodo

Fuente: elaboración propia

Pero mientras en la tabla anterior, en la línea D —concebida para que sean las entidades financieras privadas las que concedan los préstamos—, la cantidad que figura es el coste estimado para la Administración pública, en el resto de líneas las cantidades que aparecen son los volúmenes estimados para la concesión de préstamos por parte de la Administración.

Por ello, la información relativa a las líneas de financiación conviene completarla con la tabla que aparece a continuación:

Tabla 8.5.2. Volumen previsto de financiación y coste para la Administración

ÁMBITO DE APLICACIÓN	FINANCIACIÓN (Acumulado en millones de euros, periodo 2011-2020)							
	Financiación (fondos públicos y privados para préstamos)						TOTAL fondos préstamos públicos y privados	TOTAL coste para la Administración (2)
	Línea A (1)	Línea B	Línea C	Línea D	Línea E	Línea F		
Eléctricas	26	277	44		38		386	31
Térmicas	2	16		1.601		46	1.665	85
Uso compartido: eléctrico y/o térmico y/o biocarburantes	42	145	132				319	26
Producción Combustible renovable			163				163	13
TOTAL	70	438	339	1.601	38	46	2.532	155

(1): Los fondos correspondientes a estas líneas podrían cambiar su modalidad de apoyo a lo largo del periodo.

(2): El coste para la Administración, en concepto de garantías y/o bonificación al tipo de interés, se ha estimado en el 8% de las cantidades destinadas a préstamos, excepto para la línea D, a la que, por estar dirigida a instalaciones de menor riesgo tecnológico, se le ha imputado un coste del 5%.

Fuente: elaboración propia

De acuerdo con la tabla anterior, el volumen total de fondos privados y públicos previstos para la concesión de préstamos asciende a 2.532,2 millones de euros a lo largo de los diez años del plan, mientras el coste para la Administración es de 154,5 millones.

A continuación se presenta el detalle de las seis líneas de financiación definidas dentro de esta categoría de ayudas.

8.5.1 Programa de financiación para investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos e innovación (Línea A)

Esta propuesta está dirigida hacia aquellas tecnologías emergentes en fase de desarrollo, o precomercial, cuyo desarrollo futuro se verá condicionado por su evolución tecnológica y la superación de una serie de barreras tanto de mercado como de aspectos sociales y administrativos:

- Necesidad de incorporar innovaciones tecnológicas para alcanzar la madurez de determinadas tecnologías renovables.
- Falta de experiencia operativa y comercial en el sector.
- Necesidad de mayores incentivos para apoyar la I+D e innovación, para la reducción del riesgo inversor en manos del tecnólogo.
- Escasa rentabilidad económica en relación al riesgo para algunos inversores.
- Falta de instrumentos de financiación acordes con los términos del mercado debido principalmente a una percepción elevada del riesgo por parte de las entidades financieras.

Esta propuesta financiera se aplicará a la siguiente tipología de proyectos:

- Proyectos orientados al desarrollo de prototipos de equipos térmicos de biomasa con el objetivo de mejorar el rendimiento, facilidad de operación y mantenimiento y reducción del nivel de emisiones.
- Desarrollos tecnológicos innovadores basados en la incorporación de dispositivos de almacenamiento de la generación eólica, para optimizar su

gestionabilidad y la participación de la eólica en los mecanismos de ajuste del sistema eléctrico.

- Actividades de investigación, desarrollo tecnológico de tecnologías de aprovechamiento de energías del mar e instalaciones de conexión a red.
- Desarrollos tecnológicos y de nuevos materiales para instalaciones solares fotovoltaicas.
- Desarrollos tecnológicos centrados en tecnología de Sistemas Geotérmicos Estimulados (EGS).
- Proyectos de instalaciones solares térmicas para nuevas aplicaciones.
- Desarrollos tecnológicos innovadores para instalaciones solares termoeléctricas.
- Hidrocarburos producidos a partir de procesos de síntesis química o biológica que utilicen biomasa como materia prima.

Características de la línea de financiación

Programa de ayudas públicas sujeto a acuerdos y colaboración con el MICINN, dirigido a la investigación y desarrollo tecnológico nacional de nuevos prototipos, sistemas de gestionabilidad y equipamientos específicos relacionados con energías renovables emergentes en fase no comercial.

El programa tendrá una estructura común para todos los proyectos y será adaptado para cada caso en particular. Las líneas del programa están definidas más arriba, aunque cada año se indicarán las líneas preferentes.

Los fondos necesarios para la implementación de esta línea de financiación provendrían del MICINN. El desglose previsto de fondos necesarios para el desarrollo de esta línea de financiación a lo largo de la vida del PER, año por año, es el siguiente:

Tabla 8.5.3. Fondos necesarios. Línea de financiación A

Coste (M€)											
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Total	5,4	5,9	7,1	8,5	9,3	7,7	6,7	6,6	6,4	6,4	70,0

Fuente: elaboración propia

8.5.2 Proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores con energías renovables (Línea B)

Este programa plurianual y multidisciplinar engloba aquellas propuestas financieras dirigidas a la financiación –mediante la concesión de préstamos a la inversión– de proyectos en fase de demostración o comercial muy incipiente (precomerciales), promovidos por entidades privadas de carácter nacional, con posibilidad de participación de centros tecnológicos y de investigación.

Los principales objetivos de esta línea de financiación son:

- Facilitar el acceso a la financiación, la viabilidad técnico-económica y el despegue comercial de tecnologías renovables destinadas a nuevas aplicaciones actualmente poco empleadas en España.

- Mejora de la competitividad internacional de la industria española.
- Aumento del conocimiento y del desarrollo tecnológico.
- Mejora de la eficiencia y del rendimiento de las instalaciones.
- Reducción de costes de generación.

La motivación fundamental de estos proyectos es la comprobación del buen funcionamiento de diseños previos, la realización de ensayos específicos frente a la incorporación de innovaciones tecnológicas, e incluso la certificación de su funcionamiento, previamente a su salida comercial. Igualmente, estos proyectos permiten recabar experiencia en nuestro país –tecnológica, de gestión y explotación, y también medioambiental y social–, previamente a acometer instalaciones comerciales de mayor envergadura.

Si bien esta tipología de proyectos supondría un menor riesgo tecnológico que los catalogados en la tipología anterior (Línea A), las entidades financieras presentan determinadas reticencias a su financiación, pues siguen manteniendo incertidumbres sobre su viabilidad técnico-económica.

El objeto de los proyectos financiables debe ser la implantación de tecnologías novedosas que tengan como resultado una planta piloto, una instalación precomercial para la realización de ensayos y certificación de tipo, o un demostrador de impacto tecnológico e industrial. Se indican las características de los proyectos tecnológicos que podrían presentarse a esta línea de financiación:

- Plantas precomerciales de valorización del biogás.
- Plantas de gasificación y de otras tecnologías innovadoras, como los ciclos ORC, dirigidas tanto a la generación eléctrica a pequeña escala como a la térmica de uso industrial con biomasa o a la cogeneración, que permitan impulsar proyectos comerciales de uso de biomasa “in situ” y generación distribuida.
- Plantas de producción y valorización energética de Combustibles Sólidos Recuperados (CSR). Plantas de gasificación de CSR.
- Instalaciones precomerciales para generación eléctrica a partir de energías del mar.
- Instalaciones precomerciales para generación eléctrica a partir de energía geotérmica.
- Desarrollos tecnológicos innovadores, basados en la instalación de aerogeneradores singulares para la realización de ensayos y certificación de tipo, previo a su salida comercial.
- Instalaciones precomerciales para generación eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica.
- Instalaciones precomerciales demostrativas con conceptos tecnológicos innovadores en el campo de la energía solar térmica.
- Instalaciones precomerciales demostrativas con conceptos tecnológicos innovadores en el campo de la energía solar termoeléctrica.

Características de la línea de financiación

Instrumento de financiación basado en la concesión de préstamos a tipo de interés bonificado, que se publicarían mediante convocatorias anuales horizontales, con indicación de los importes máximos financiados para cada actividad sectorial.

La periodicidad anual dota a este instrumento financiero de la flexibilidad necesaria para adaptar las bases y requisitos de las convocatorias al desarrollo tecnológico experimentado en cada sector en el período 2011-2020.

En la tabla siguiente se muestra el coste anual de esta línea de financiación:

Tabla 8.5.4. Fondos necesarios. Línea de financiación B

Coste (M€)											
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Total	9,5	20,5	25,5	38,1	43,1	51,3	56,3	58,5	63,5	72,0	438,3

Fuente: elaboración propia

8.5.3 Proyectos en fase comercial, pero con una cierta barrera que impide su desarrollo (Línea C)

Esta línea de financiación está dirigida a aquellas tecnologías ya maduras que, debido a una serie de barreras, no han podido desarrollar aún su potencial.

Las principales barreras detectadas para este tipo de tecnologías son:

- Desconfianza en la madurez de las tecnologías por parte de potenciales promotores a pesar de la existencia de numerosas instalaciones en otros países UE.
- Dificultades de acceso a la financiación, debidas principalmente a una percepción del riesgo elevada por parte de las entidades financieras.

Además, la escasa implantación comercial de estas tecnologías implica que las empresas de servicios energéticos, que podrían actuar como catalizadores de numerosos proyectos, aún no contemplan siquiera su participación en estos sectores.

Esta línea de financiación está dirigida a:

- Proyectos representativos en el área de biomasa que debido a la falta de seguridad de suministro y alto riesgo percibido por las entidades financieras da lugar a importantes barreras para su financiación.
- Proyectos representativos del potencial de biogás.
- Instalaciones solares fotovoltaicas con integración arquitectónica.
- Instalaciones eólicas de pequeña potencia –hasta 10 kW– en sector residencial y terciario, con consumos asociados, ya que el desconocimiento de su madurez tecnológica por parte de potenciales promotores y la ausencia de retribución eléctrica adecuada generan reticencias en las entidades financieras e impiden la obtención de financiación.
- Creación de empresas de producción y logística de biomasa.
- Tecnologías que vayan alcanzando el estado de madurez comercial durante el periodo 2011-2020.

Características de la línea de financiación

Se trata de facilitar el desarrollo de una línea de financiación gestionada por entidades financieras que cubra de forma específica proyectos de tecnologías maduras que no han conseguido aún, por distintos motivos, su implantación comercial o aquellas tecnologías que durante la vigencia del plan pasen a estado comercial.

Los fondos necesarios para el desarrollo de esta línea de financiación son:

Tabla 8.5.5. Fondos necesarios. Línea de financiación C

Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
11,0	14,1	22,0	26,0	29,9	33,8	40,5	47,3	56,1	58,2	338,9

Fuente: elaboración propia

Los fondos necesarios para la implementación de esta línea de financiación provendrán del MITyC/IDAE.

8.5.4 Programas de entidades financieras privadas para financiación de ESEs de energías renovables térmicas con apoyo del IDAE (Línea D)

El desarrollo del sector de Empresas de Servicios Energéticos de energías renovables térmicas es un mercado inmaduro que está siendo impulsado a través de programas piloto de financiación del IDAE.

Dado que el mercado de energía térmica supone el principal consumo energético de España, es imposible dotar unos presupuestos estatales suficientes para realizar la financiación de todas las instalaciones, lo que, por otro lado, sería una injerencia en el libre comercio y competencia entre empresas.

Por ello, pasada la fase de programas piloto de financiación (Línea F) es necesario establecer un esquema financiero para estas ESEs a través de entidades financieras privadas que, en un principio, deberían tener la colaboración del IDAE como garante de las ESEs de energías renovables.

Esta línea de financiación está dirigida a:

- Programas de financiación de ESEs que utilicen energías renovables en aplicaciones térmicas. Se diseñarán líneas específicas para cada área renovable y aplicación térmica.

Características de la línea de financiación

El esquema de estos programas de financiación se basa en los programas piloto desarrollados por el IDAE para la financiación de ESEs de energías renovables. Este esquema en líneas básicas se define por:

- Habilitación inicial de las ESEs que pueden acceder a la financiación a través de una evaluación de sus capacidades técnicas y económicas. Esta labor podría ser realizada por IDAE.
- Reducción de las garantías exigidas a cada proyecto incluyendo la pignoración de los derechos de cobro de la energía. Una de las contribuciones del IDAE a estos programas consistirá en el desarrollo de sistemas de garantía para los proyectos como, por ejemplo, inclusión de Sociedades de Garantía Recíproca, Líneas de Avales o Financiación de Avales, Fondos de Cobertura de Riesgo, etc.
- Tipo de interés preferente. Según la tipología de proyecto y de ESE, se establecerán tipos de interés del préstamo preferente, incluyendo la posibilidad de cobertura de parte de este interés por el IDAE.
- Seguimiento de la calidad de las instalaciones y de los servicios prestados al cliente final.
- Programas de publicidad específicos de las líneas de financiación para energías renovables.

Los fondos necesarios para el desarrollo de esta línea de financiación son:

Tabla 8.5.6. Fondos necesarios. Línea de financiación D

Coste a cargo de presupuestos públicos (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
1,0	2,6	4,1	5,7	7,2	8,8	10,3	11,9	13,4	15,0	80,0

Presupuesto entidades privadas para financiación de proyectos (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
20	51,1	82,2	113,3	144,4	175,6	206,7	237,8	268,9	300	1.600

Fuente: elaboración propia

Contribución del IDAE al esfuerzo financiero: 5% anual.

Los fondos necesarios para la implementación de esta línea de financiación provendrían de los sucesivos Presupuestos Generales del Estado para el período 2011-2020 o de recursos propios de IDAE.

8.5.5 Líneas de financiación para instalaciones de generación eléctrica distribuida de P<10 KW para autoconsumo (Línea E)

El objeto de esta línea de financiación es permitir el acceso a una financiación razonable a promotores, en su mayoría personas físicas, para la realización de pequeñas instalaciones de potencia no superior a 10 kW en el sector residencial y terciario, incluidos los equipos y sistemas de gestión y control necesarios para el autoconsumo de la energía producida y la compensación de saldos o balance neto de energía.

Es conveniente disponer de herramientas eficaces que faciliten el acceso a la financiación necesaria, dado que estas instalaciones para autoconsumo interconectadas (según se definen en la ITC-BT-40 del REBT) con la red no tienen asociada una tarifa regulada que pudiera pignorarse y que fuera abonada por un tercero.

La línea de financiación E sería una línea de financiación de instalaciones destinadas a generar energía para ser consumida por su titular, compatible con ayudas a la inversión para acelerar su implantación.

Los objetivos pretendidos son el de una mejor adaptación de la demanda y oferta de la energía eléctrica y una mayor capacidad de integración de las energías renovables en el sistema eléctrico.

Así mismo se espera obtener una limitación de la demanda energética sobre el sistema y evolución hacia una mejor gestión de la demanda.

Una vez se consoliden las aplicaciones objeto de financiación se podría pasar a un sistema de garantías a los titulares frente a otros agentes financieros (bancos, cajas, etc.).

Además de destinarse a las tecnologías más maduras como es el caso de la tecnología fotovoltaica, esta línea permitirá a aquellas tecnologías que incorporen equipos novedosos (eólica de pequeña potencia, biomasa con motor Stirling, concentradores solares disco-parabólicos con motor Stirling, etc.) penetrar en el mercado, dado que a través del sector bancario privado podría no ser posible por su falta de experiencia.

Características de la línea de financiación

Dado el bajo coste relativo de cada instalación, el importe financiable podría variar entre el 80 y el 100% de la inversión, con condiciones preferentes.

El volumen de fondos necesarios en millones de euros se refleja en la siguiente tabla:

Tabla 8.5.7. Fondos necesarios. Línea de financiación E

Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
		5,0	6,5	6,5	6,7	6,7	1,8	0,3	0,4	33,9

Fuente: elaboración propia

El origen de los fondos puede provenir de los Presupuestos Generales del Estado (PGE).

En una segunda etapa puede abrirse esta financiación al sector bancario, aportando desde la administración las garantías necesarias para que los interesados tengan un fácil acceso a la financiación.

8.5.6 Programas piloto de financiación de proyectos y promoción de ESEs de energías renovables térmicas (Línea F)

El desarrollo del sector de Empresas de Servicios Energéticos de energías renovables térmicas es un mercado inmaduro que necesita un impulso inicial para alcanzar la madurez comercial.

Desde el año 2009 el IDAE está diseñando y gestionando programas piloto de financiación de proyectos de energías renovables térmicas a través de ESEs, los programas BIOMCASA, GEOTCASA, SOLCASA y GIT.

Estos programas son una medida temporal que pretende desarrollar una red de ESEs de energías renovables térmicas que diseñen, instalen y gestionen instalaciones térmicas asegurando el suministro energético al usuario final en el tiempo y con la calidad necesaria. Así mismo, estos programas incluyen líneas de difusión e información a los sectores involucrados que permita obtener la máxima penetración de estas tecnologías en el mercado.

Además, estos programas pretenden demostrar al sector financiero la viabilidad y rentabilidad de estas instalaciones de forma que en una segunda fase, de expansión, se desarrollen programas de financiación desde entidades financieras privadas.

Esta línea de financiación está dirigida a:

- Programas piloto de financiación de ESEs que utilicen energías renovables en aplicaciones térmicas y que puedan trasladarse a entidades financieras privadas en una segunda fase de expansión (Línea D). Se diseñan líneas específicas para cada área renovable y aplicación térmica.

Características de la línea de financiación

Estos programas piloto de financiación pretenden impulsar la configuración de una oferta de calidad y adaptada a las necesidades de los usuarios potenciales, todo ello a partir del aprovechamiento energético de energías renovables. Dicha oferta de calidad se fundamenta, por un lado, en la seguridad de suministro de energía a los usuarios finales, y por otro, en la realización de instalaciones con avanzadas prestaciones operativas, con elevados niveles de eficiencia energética y con buen comportamiento respecto al medio ambiente.

Para alcanzar sus objetivos, los programas siguen tres líneas de trabajo paralelas, pero claramente diferenciadas, a través de mecanismos de control de calidad, de divulgación y de financiación.

El esquema de estos programas piloto de financiación sigue las siguientes líneas básicas:

- Habilitación inicial de las ESEs que pueden acceder a la financiación a través de una evaluación de sus capacidades técnicas y económicas.
- Evaluación y control de calidad y rentabilidad de los proyectos presentados para obtener la financiación.
- Reducción de las garantías exigidas a cada proyecto limitándose a la pignoración de los derechos de cobro de la energía.
- Tipo de interés preferente, que permite una amortización de la instalación, a través de los ahorros conseguidos, en un máximo de 10 años.
- Seguimiento de la calidad de las instalaciones y de los servicios prestados al cliente final.
- Programas de difusión específicos de las líneas de financiación para energías renovables.

El volumen de fondos necesarios en millones de euros se refleja en la siguiente tabla:

Tabla 8.5.8. Fondos necesarios. Línea de financiación F

Coste a cargo de Presupuestos Públicos (M€)

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
16	20	10	0	0	0	0	0	0	0	46

Fuente: elaboración propia

Este presupuesto incluye los 17 M€ aprobados para el programa GIT, así como los existentes en los programas GEOTCASA (3 M€) y SOLCASA (5 M€) y la ampliación del programa BIOMCASA (3 M€ nuevos, al haberse agotado los fondos de la primera fase). Se prevé que los programas existentes y aprobados agoten sus presupuestos de forma gradual. Se prevé que los programas GEOTCASA y SOLCASA agoten sus fondos a finales de 2012. Podrían plantearse ampliaciones de presupuesto para estos programas hasta que las entidades financieras desarrollen sus correspondientes productos financieros.

El origen de los fondos puede provenir de Presupuestos Generales del Estado o recursos patrimoniales propios de IDAE.

8.6 MECANISMOS DE FOMENTO DEL USO DE LOS BIOCARBURANTES

8.6.1 Obligación de uso de biocarburantes

La disposición adicional decimosexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, que son de cumplimiento obligatorio desde 2009. Además, habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a dictar las disposiciones necesarias para regular un mecanismo de fomento de la incorporación de los biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

Para lograr estos objetivos de la manera más eficiente posible, la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, fijó objetivos mínimos por producto, mecanismos de flexibilidad temporal para la contabilización de las cantidades de biocarburantes vendidas o consumidas y un sistema de certificación y pagos compensatorios que gestiona desde entonces la Comisión Nacional de Energía y permite a los sujetos obligados la transferencia de certificados, al tiempo que sirve como mecanismo de control de la obligación.

Los sujetos obligados son:

- Los operadores autorizados para distribuir al por mayor productos petrolíferos, por sus ventas anuales en el mercado nacional, excluidas las ventas a otros operadores al por mayor.
- Las empresas que desarrollan la actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos, en la parte de sus ventas anuales en el mercado nacional no suministrado por los operadores al por mayor.
- Los consumidores de productos petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrado por operadores al por mayor o por las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos.

Los sujetos obligados que no disponen de certificados suficientes para el cumplimiento de sus obligaciones están obligados a la realización de pagos

compensatorios. Se considera que la realización de los pagos compensatorios supone el cumplimiento de las obligaciones establecidas siempre que el grado de incumplimiento sea leve (menor que un umbral fijado mediante una fórmula de cálculo en la Orden ITC/2877/2008). En caso contrario, se produce un incumplimiento de las obligaciones establecidas para el logro de los objetivos anuales de contenido mínimo de biocarburantes y otros combustibles renovables, lo que constituye infracción muy grave según la Ley 34/1998, de 7 de octubre. La imposición de las sanciones administrativas que se pudieran derivar del citado incumplimiento se realiza sin perjuicio de los pagos compensatorios, que se deben efectuar en cualquier caso.

La Circular 2/2009, de 26 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se regula la puesta en marcha y gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, establece las normas de organización y funcionamiento de dicho mecanismo. En concreto, define los procedimientos, normas y reglas para la solicitud de la constitución de Cuentas de Certificación, para la solicitud de expedición de certificados de biocarburantes y para las transferencias y traspasos de certificados, y establece los procedimientos de gestión del Sistema de Anotaciones en Cuenta por parte de la Comisión Nacional de Energía.

Para la consecución de los objetivos energéticos de introducción de energías renovables en el transporte, fijados en la normativa comunitaria, el Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, por el que se fijan objetivos obligatorios de biocarburantes con fines de transporte para los años 2011, 2012 y 2013, establece los objetivos obligatorios mínimos de biocarburantes, tanto globales como por producto.

El citado Real Decreto recoge una de las propuestas contempladas en el Plan de intensificación del ahorro y la eficiencia energética aprobado el 4 de marzo de 2011 por el Consejo de Ministros. Este plan establece la necesidad de incrementar la obligación de introducir biodiésel en carburantes hasta el 7% en contenido energético para los años 2011, 2012 y 2013 con el objeto, entre otros, de reducir el consumo de combustibles fósiles en el sector del transporte y de contribuir a diversificar las fuentes de energía primaria. La razón para que el objetivo para 2011 sea más reducido que el de los otros dos años está en la fecha de aprobación del Real Decreto, transcurridos ya varios meses del año.

En el Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, se establecen los siguientes objetivos mínimos obligatorios globales:

Tabla 8.6.1. Objetivos obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes para el periodo 2011- 2013

Objetivos de biocarburantes (%)		
2011	2012	2013
6,2	6,5	6,5

Fuente: RD 459/2011, de 1 de abril

Además, se establecen los siguientes objetivos por producto:

Tabla 8.6.2. Objetivos obligatorios mínimos para el periodo 2011-2013, por producto

Año	2011	2012	2013
-----	------	------	------

Objetivos de biocarburantes en gasolinas (%)	3,9	4,1	4,1
Objetivos de biocarburantes en gasóleos de automoción (%)	6,0	7,0	7,0

Fuente: RD 459/2011, de 1 de abril

8.6.2 Incentivos fiscales al consumo de biocarburantes, vigentes hasta 2013

La principal propuesta de apoyo económico enfocada al desarrollo del sector de los biocarburantes consiste en la aplicación de incentivos fiscales. Actualmente existen dos propuestas de esta clase en vigor:

- Aplicación de un tipo impositivo especial para biocarburantes.
- Exención del impuesto especial de hidrocarburos para biocarburantes procedentes de proyectos piloto.

La legislación nacional vigente por la que se rigen estas actuaciones se indica a continuación:

- Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.
- Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de los Impuestos Especiales.
- Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.
- Real Decreto 1739/2003, de 19 de diciembre, por el que se modifican el Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, y el Real Decreto 3485/2000, de 29 de diciembre.
- Ley 22/2005, de 18 de noviembre, por la que se incorporan al ordenamiento jurídico español diversas directivas comunitarias en materia de fiscalidad de productos energéticos y electricidad y del régimen fiscal común aplicable a las sociedades matrices y filiales de estados miembros diferentes, y se regula el régimen fiscal de las aportaciones transfronterizas a fondos de pensiones en el ámbito de la Unión Europea.

La Ley 53/2002, que introduce la tributación de los biocarburantes al tipo especial de cero euros por cada 1.000 litros, entró en vigor el día 1 de enero de 2003.

En ella se establece que con efectos hasta el día 31 de diciembre de 2012 se aplicará a los biocarburantes un tipo especial de cero euros por cada 1.000 litros en el impuesto de hidrocarburos. El tipo especial se aplicará exclusivamente sobre el volumen de biocarburante aun cuando éste se utilice mezclado con otros productos.

Siempre que la evolución comparativa de los costes de producción de los productos petrolíferos y de los biocarburantes así lo aconseje, las Leyes de Presupuestos Generales del Estado podrán sustituir el tipo cero por un tipo de gravamen de importe positivo, que no excederá del importe del tipo impositivo aplicable al carburante convencional equivalente.

Por otro lado, la Ley 38/1992 establece que quedan exentas del impuesto especial de hidrocarburos la fabricación o importación de biocarburantes que se destinen a su uso como carburantes, directamente o mezclados con carburantes convencionales, en el campo de los proyectos piloto para el desarrollo tecnológico de productos menos contaminantes.

Tendrán la consideración de “proyectos piloto para el desarrollo tecnológico de productos menos contaminantes” los proyectos de carácter experimental y limitados en el tiempo, relativos a la producción o utilización de los productos indicados y dirigidos a demostrar la viabilidad técnica o tecnológica de su producción o utilización, con exclusión de la ulterior explotación industrial de los resultados de los mismos.

El Reglamento de los Impuestos Especiales, modificado mediante el Real Decreto 1739/2003, indica que, una vez aprobada la solicitud de exención, el centro gestor expedirá el correspondiente acuerdo de reconocimiento de la exención con la vigencia solicitada por los interesados y que no podrá superar los cinco años.

Existe una dimensión máxima establecida en el Reglamento de los Impuestos Especiales, relacionada con la acreditación del carácter experimental del proyecto y de que éste se limita a demostrar la viabilidad técnica o tecnológica de su producción o utilización. Esta condición se considerará acreditada cuando la cantidad de biocarburante producida no exceda de 5.000 litros por año.

8.6.3 Uso de biocarburantes en las flotas de vehículos de las administraciones

La Revisión de la Estrategia de la Unión Europea para un Desarrollo Sostenible del año 2006, incorpora como destacable novedad metas concretas en Contratación Pública. En el apartado dedicado a Consumo y Producción Sostenible, fija como objetivo general fomentar patrones en tal dirección, y marca como finalidad y objetivo operativo “aspirar a alcanzar para 2010 en toda la Unión Europea un nivel medio de contratación pública ecológica igual al que han alcanzado hasta ahora los Estados miembros más sobresalientes”.

En este contexto, y como parte de las estrategias en política medioambiental, el Consejo de Ministros creó, mediante Acuerdo de 22 de mayo de 2006, la Comisión Interministerial para la Incorporación de Criterios Ambientales en la Contratación Pública. La Comisión tiene como cometido la elaboración de un Plan de Contratación Pública Verde con la finalidad de articular la conexión entre la contratación pública y la implantación de prácticas respetuosas con el medio ambiente.

Este objetivo queda plasmado en la Orden PRE/116/2008, de 21 de enero, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se aprueba el Plan de Contratación Pública Verde de la Administración General del Estado y sus Organismos Públicos, y las Entidades Gestoras de la Seguridad Social.

El ámbito de aplicación de este Plan de Contratación Pública Verde comprende a la Administración General del Estado y a sus Organismos Públicos, y a las Entidades Gestoras de la Seguridad Social. Su objetivo general es articular la conexión entre la contratación pública y la implantación de prácticas respetuosas con el medio ambiente, de forma que se alcance antes de 31 de diciembre de 2010 la meta establecida por la Comunidad Europea en la Estrategia revisada para un Desarrollo

Sostenible. Tiene como objetivos específicos establecer metas cuantificadas para los grupos de productos, servicios y obras considerados como prioritarios para la incorporación de criterios ambientales por la Comisión Europea y establecer directrices para la incorporación de criterios ambientales en las distintas fases de la contratación.

Entre las propuestas adoptadas, en el ámbito del transporte se incluye la siguiente:

“Analizar y adaptar antes de 31 de diciembre de 2010 el parque de vehículos existente para que admitan el uso de biocombustibles. Se exceptúan los vehículos equipados con motor híbrido. Inclusión de la compatibilidad con biocombustibles como criterio obligatorio en todos los contratos de compra de vehículos nuevos en aquellos segmentos del sector donde exista oferta suficiente de automóviles que ya dispongan de esta tecnología, de modo que el 50% de la flota consuma antes de 31 de diciembre de 2012 mezclas de alto contenido de biocombustible (30% diésel y bioetanol al 85%). A partir del 1 de enero de 2008 se incorporará la compra de vehículos de motor híbrido, para su destino como coches de incidencias que realizan recorridos fundamentalmente urbanos, siempre que existan en el mercado productos que permitan la concurrencia. Antes de 31 de diciembre de 2010, inclusión en la adjudicación de todos los contratos de suministro de combustible, de la disponibilidad de ofrecer y repostar biocombustibles.”

Con la aplicación de esta propuesta se pretende alcanzar antes del 31 de diciembre de 2012, un consumo de un 38% de biocarburantes respecto del total de combustibles consumidos en el Parque Móvil del Estado.

El Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2011, aprobado por el Consejo de Ministros el 1 de agosto de 2008, contiene 31 medidas urgentes para intensificar el ahorro y la eficiencia energética de nuestro país. Muchas de ellas complementan a otras ya en marcha. Así, en el ámbito de la movilidad se refuerza la acción ejemplarizante por parte de la Administración General del Estado, iniciada con el Plan de Contratación Pública Verde, fijando en 2009 un objetivo de consumo mínimo del 20% de biocarburantes en las flotas de vehículos públicos.

El objetivo general, como se ha señalado, consiste en que el 50% de la flota consuma antes de 31 de diciembre de 2012 mezclas de alto contenido de biocarburantes. Por producto, se consideran mezclas altas las siguientes: 30% v/v en el caso de las mezclas de biodiésel con gasóleo de automoción (B30) y 85% v/v en el caso de las mezclas de bioetanol con gasolinas (E85).

8.6.4 Supervisión del sistema

Obligación de uso de biocarburantes

En la Orden ITC/2877/2008 se designa a la Comisión Nacional de Energía como entidad responsable de la expedición de certificados de biocarburantes, de la gestión del mecanismo de certificación y de la supervisión y control de la obligación de comercialización de biocarburantes.

La Comisión Nacional de Energía está habilitada para efectuar las comprobaciones e inspecciones que considere necesarias para la supervisión y control de las obligaciones definidas, que podrán afectar tanto a sujetos obligados como a sujetos no obligados.

Los sujetos que acrediten la venta o consumo de biocarburantes deberán aportar la información que la CNE les requiera, así como permitir el acceso a sus instalaciones y a sus registros y contabilidad, en condiciones adecuadas para facilitar la verificación y, en su caso, inspección del cumplimiento de las obligaciones establecidas por la Orden ITC/2877/2008, la circular 2/2009 y cualesquiera otras que se establezcan relacionadas con las mismas.

Tipos impositivos especiales de los biocarburantes

El organismo responsable de gestionar la imposición a tipos reducidos y la exención aplicables a los biocarburantes es la Dependencia de Aduanas e Impuestos Especiales de la Agencia Tributaria.

8.6.5 Propuestas de futuro

Objetivos de consumo de biocarburantes

En el Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, se fijan objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013, tanto globales (6,2, 6,5 y 6,5% respectivamente) como particulares para biocarburantes en diésel (6,0, 7,0 y 7,0% respectivamente) y gasolina (3,9 para 2011 y 4,1% para 2012 y 2013). Estos objetivos representan un consumo total muy alejado tanto de la capacidad de producción instalada como de las posibilidades de absorción del mercado de biocarburantes consideradas en los escenarios de mayores niveles de utilización que fueron analizados en el capítulo 4.

En este sentido, y con el fin de no alejarnos del camino que están siguiendo los países de nuestro entorno, se considera conveniente una decidida elevación de los objetivos para los siguientes años de la década apoyada en el impulso especial de las mezclas etiquetadas con altos contenidos de biocarburante, en la inmediata posibilidad de alcanzar mayores volúmenes de fabricación y en la ya existente viabilidad técnica del parque de vehículos para utilizar estos productos. El establecimiento progresivo de una obligación de comercialización de biocarburantes puros o en mezclas etiquetadas en las estaciones de servicio ayudaría a alcanzar esos mayores objetivos de una forma más sencilla.

Actuación ejemplarizante de las administraciones

Es necesaria una mayor implicación de las administraciones en el fomento de la demanda de biocarburantes, de conformidad con lo establecido en el artículo 85 de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. Esto ha de alcanzar a aspectos que van desde la elaboración de los planes de compra de vehículos y combustible al establecimiento de los pliegos de condiciones para la concesión de líneas de transporte.

Desarrollo armónico del mercado español de los biocarburantes

En el momento de redactar el presente Plan de Energías Renovables se halla en trámite de aprobación una norma de gran relevancia para la configuración del mercado de biocarburantes en los próximos años. En ella se establece un procedimiento de asignación de cantidades de producción de biodiésel para el cómputo de los objetivos obligatorios de biocarburantes de los años 2011 y 2012. Con

ello se pretende favorecer un desarrollo armónico de las variables de capacidad de producción, producción y consumo de biocarburantes en el mercado español.

8.7 FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS EDIFICIOS

El sector de los edificios (residenciales o comerciales) es el mayor consumidor de energía y el mayor emisor de CO₂ de la UE, responsable de un 40% aproximadamente del consumo de energía final total y de las emisiones de CO₂. Se trata por tanto de un sector estratégico tanto desde el punto de vista del cumplimiento de los objetivos de energías renovables como del ahorro energético.

La década de desarrollo del nuevo PER, parte de un grado de avance muy significativo en la introducción de las energías renovables en el mercado, y se enfrenta a grandes retos derivados de la previsible rápida evolución, tanto técnica como económica, de las energías renovables, que sin duda hay que prever e integrar en nuestros sistemas energéticos y en la edificación, tanto existente como la que comience a proyectarse.

Nuevos combustibles renovables, equipos más eficientes, próxima paridad de red con la energía solar fotovoltaica, refrigeración solar, sondeos más competitivos económicamente, etc. son la base de una revolución energética en el sector de la construcción, que de acuerdo con la política energética nacional y comunitaria debe empezar a plasmarse en realidad cotidiana.

Para poder aprovechar este nuevo escenario es necesario que se desarrolle un marco legislativo adecuado, con procedimientos más ágiles y que contemplen esta nueva realidad.

Conceptualmente los edificios están empezando a pasar de ser un consumidor de energía a un productor de energía, que puede ser autosuficiente e incluso excedentario. Pasa de ser un consumidor de energía poco estudiado desde el punto de vista energético a un edificio calificado energéticamente.

Es más, pueden ser los edificios los suministradores de energía de determinados vehículos eléctricos ya que la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico se deberá ajustar a las prescripciones técnicas que legalmente se determinen, en función de su instalación que podrá realizarse, por ejemplo, en una vivienda unifamiliar, un aparcamiento o garaje colectivo de edificio o conjunto inmobiliario, o un aparcamiento o garaje colectivo de uso público y/o privado. Es decir, está lleno de sentido que exista a corto plazo una obligación legal por la que todas las viviendas y edificaciones de nueva construcción, así como las que sean objeto o resultado de obras de ampliación o rehabilitación deban incorporar en sus instalaciones infraestructuras de recarga.

Los edificios pasan a ser por tanto una pieza clave en el consumo y producción de energía, y por tanto en la política energética que se implemente en los próximos años.

La **Directiva 2009/28/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece en su artículo 13 que se recoja la obligatoriedad de utilizar energías renovables en los edificios a partir del 31 de diciembre del 2014, comenzando por los edificios

públicos que en menos de un año, a partir del 1 de enero de 2012 deberán empezar a jugar un papel ejemplar en el cumplimiento de la Directiva, contemplando entre otras cosas que esta obligación se cumpla observando las normas relativas a las viviendas de energía cero, o mediante el uso de sus tejados por terceros para instalaciones de energías renovables.

Las energías renovables están también incluidas en la **Directiva 2010/31/UE**, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios, por lo que van a ser un elemento clave a tener en cuenta en los edificios, de cara a conseguir alcanzar los requisitos mínimos de eficiencia energética y los edificios de consumo energético casi nulo que deben construirse a partir de 2020.

Adicionalmente, la **Directiva 2002/91/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios establece la obligación de poner a disposición de los compradores o usuarios de los edificios un certificado de eficiencia energética. Este certificado debe incluir información objetiva sobre las características energéticas de los edificios de forma que se pueda valorar y comparar su eficiencia energética, con el fin de favorecer la promoción de edificios de alta eficiencia energética y las inversiones en ahorro de energía.

Esta Directiva se ha traspuesto mediante tres reales decretos relativos al Código Técnico de la Edificación (RD 314/2006), a la calificación energética de edificios (RD 47/2007), y a la reglamentación de las instalaciones térmicas en los edificios (RD 1027/2007).

Por otro lado, sin entrar en particularidades, en la mayoría de los casos las energías renovables presentan unos efectos en el suministro energético, medioambientales y económicos, al menos, tan favorables como las medidas de eficiencia energética. Existe ya un consenso muy generalizado entre los diversos agentes públicos y privados relacionados con la materia, estando incluidas las energías renovables en la Directiva 2010/31/UE, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios.

Por ello como criterio general, dentro de las competencias estatales, incluidas en los diversos elementos de carácter reglamentario o promocional de la eficiencia energética, es decir, dentro de todas aquellas propuestas que no tengan una finalidad económica directa (subvenciones a la inversión), se considerará plenamente la aplicación de sistemas de las energías renovables de uso térmico.

Consecuentemente, se considerará la aplicación prioritaria de energías renovables en los diversos planes de eficiencia en edificios actualmente en vigor o que se pudieran establecer.

Por otro lado, deben tenerse en cuenta, de manera prioritaria, las tecnologías que facilitan la introducción de las energías renovables en la edificación de forma eficiente, como es el caso de las redes de climatización y la cogeneración. Estos sistemas de distribución, ampliamente extendidos en otros países de la Unión Europea, todavía no son habituales en España. Por ello, es necesario un apoyo decidido de los mismos, más aún si se tiene en cuenta la propuesta de Directiva relativa a la eficiencia energética y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, de 22 de julio de 2011, donde se establece el 1 de enero de 2014 como fecha límite para comunicar un plan nacional de calefacción y refrigeración con sistemas urbanos eficientes.

En este apartado se exponen las **propuestas no económicas** a realizar durante el periodo de planificación, ya que las propuestas de apoyo económico están recogidas en otros apartados de este capítulo.

8.7.1 Código Técnico de la Edificación

La Directiva 2002/91/CE fue considerada en la redacción del **Real Decreto 314/2006** que aprobó el Código Técnico de la Edificación, donde se establece la obligatoriedad de uso de energías renovables en su sección HE 4. Concretamente en esta sección se establece una contribución solar mínima de agua caliente sanitaria según cada región de España, que incluye la climatización de piscinas cubiertas, considerando sus características climáticas específicas, y volumen de consumo. Adicionalmente, la sección HE 5 establece una contribución solar fotovoltaica mínima para edificios destinados a determinados usos y a partir de un cierto tamaño.

El cumplimiento de los puntos presentados en el Código Técnico de la Edificación es un requisito básico para obtener la cédula de habitabilidad de un edificio de nueva construcción y por tanto son de obligado cumplimiento en el sector de la edificación. Como requisito básico de habitabilidad frente a escenarios posibles de incertidumbre de suministro, resulta necesario avanzar en la independencia y autosuficiencia energética de los edificios. Para ello, el papel de las energías renovables resulta de la máxima relevancia si no imprescindible.

Adicionalmente, avanzar en el establecimiento de mínimos de contribución de las energías renovables en la edificación es necesario, teniendo en cuenta que las barreras con que actualmente tropieza su introducción como fuente de suministro en los edificios no tienen carácter económico. La falta de conocimiento y confianza por parte de los usuarios, la desigualdad de condiciones en la competencia con las empresas de combustibles convencionales y los problemas derivados de los sistemas de ayudas son algunas de las dificultades en las que tropieza la aplicación de las energías renovables en los edificios de nueva construcción.

Continuando con la línea de trabajo establecida en el actual Código Técnico se avanzará en el uso de las energías renovables a través de una **revisión de la exigencia para usos térmicos, derivada de la necesidad de cumplir la Directiva 2009/28** relativa al fomento de energías renovables que en su artículo 13 indica: “

“.../...

Los Estados miembros introducirán en sus normas y códigos de construcción las medidas apropiadas para aumentar la cuota de todos los tipos de energías procedentes de fuentes renovables en el sector de la construcción.

..../...

A más tardar el 31 de diciembre de 2014, los Estados miembros exigirán en estas normas y códigos de construcción o en cualquier forma con efectos equivalentes, si procede, el uso de niveles mínimos de energía procedente de fuentes renovables en edificios nuevos y en los ya existentes que sean objeto de una renovación importante. Los Estados miembros permitirán que dichos niveles mínimos se cumplan, entre otras cosas, mediante la calefacción y la refrigeración por sistema central producidas utilizando un porcentaje importante de fuentes de energía renovables

.../...”

Por tanto se incluirá una obligatoriedad más amplia, mediante una contribución renovable mínima para usos térmicos en los edificios de nueva construcción con previsión de demanda de agua caliente, climatización de piscina cubierta, de calefacción o de climatización, de forma que una parte de las necesidades energéticas derivadas de esas demandas se cubra mediante distintas soluciones renovables. La cuantificación de la exigencia, además de tener en cuenta los parámetros económicos, podrá depender de la tipología del edificio, zona climática, etc. Estas obligaciones podrán cumplirse utilizando redes de climatización u otros sistemas eficientes de producción y distribución de energía, abastecidos con energías renovables.

Comprendida en dicha exigencia, se incluirá una contribución solar mínima destinada a cubrir los consumos de ACS y piscina.

Se están analizando las posibilidades y casos en los que sería adecuado establecer propuestas semejantes en edificios existentes.

8.7.2 Calificación energética de edificios

El **Real Decreto 47/2007**, de 19 de enero, traspuso parcialmente la **Directiva 2002/91/CE** mediante la aprobación de un Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de los edificios de nueva construcción.

La obtención de la calificación energética de un edificio puede realizarse mediante la utilización de un programa informático de Referencia (CALENER) o de un programa informático Alternativo, que constituyen la denominada opción general de calificación energética de un edificio, de acuerdo con el artículo 4º del RD 47/2007. Por otra parte está finalizándose la elaboración de los procedimientos de certificación energética de edificios existentes, los cuales además de calcular la calificación energética del edificio, propondrán iniciativas de mejora para elevarla, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Adicionalmente, se están dando los pasos legales necesarios para trasponer la obligación exigida a los propietarios por el artículo 7.1 de la Directiva 2002/91/CE de poner a disposición del posible comprador o inquilino, según corresponda, un certificado de eficiencia energética.

En lo que se refiere a energías renovables, una vez terminada la herramienta POSTCALENER que permite la ampliación del estándar, actualmente se han finalizado los trabajos para facilitar o incluso posibilitar, según los casos, la incorporación a los procedimientos de cálculo de certificación energética de edificios y evaluar y obtener la correspondiente calificación teniendo en cuenta cuando los edificios son abastecidos, tanto para calefacción como para ACS o para refrigeración, a través de sistemas de energías procedentes de biomasa y geotermia, estando en elaboración los documentos de solar. Un paso más en esta dirección será la inclusión de las energías renovables en los nuevos modelos de calificación energética para edificios existentes cuyo desarrollo se está iniciando actualmente.

En el caso de redes de climatización centralizada, abastecidas con energías renovables, se ha preparado con la Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío, "ADHAC", una guía de obtención de calificación que permita la obtención de la calificación energética como solución singular. En el periodo 2010-2020, posiblemente esta y otras tipologías en sus diferentes alcances, en la medida en que

se generalicen o se diversifique la oferta de equipos, se irán incorporando a los procedimientos.

Aunque no existen o sería muy complicado asignar unos objetivos cuantitativos específicos para esta acción, la finalidad de la misma consiste en motivar el cambio de comportamiento de los usuarios, los promotores, las administraciones locales, de los urbanistas y arquitectos para que tomen en consideración las opciones relativas a las energías renovables dentro de los correspondientes desarrollos urbanísticos y promociones de vivienda a fin de conseguir calificaciones energéticas elevadas. Esta propuesta, sumada al resto de las expuestas en este apartado, supondrá una serie de sinergias que permitan motivar adecuadamente al sector.

8.7.3 Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación

Otra parte de la **Directiva 2002/91/CE** ha sido traspuesta mediante el **Real Decreto 1027/2007**, que establece el Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE).

En este reglamento se establecen las prescripciones y procedimientos que deben cumplirse cuando se realiza una instalación térmica en la edificación. En los documentos reconocidos por la Comisión Asesora del RITE se plantean soluciones válidas no excluyentes. Para poder obtener el correspondiente permiso para la operación de la instalación deben cumplirse estos requisitos, que son supervisados por las correspondientes inspecciones llevadas a cabo por los departamentos encargados dentro de cada comunidad autónoma.

En los últimos años se han realizado una serie de modificaciones al RITE dirigidas a regular específicamente, y por consiguiente a eliminar las barreras existentes, a la hora de realizar instalaciones térmicas en los edificios con energías renovables (biomasa, geotermia y solar térmica).

A fin de dar cumplimiento al artículo 13 de la Directiva 2009/28 y ofrecer un marco prescriptivo adecuadamente estructurado y completo, teniendo en cuenta que se trata de un trabajo dinámico, actualmente se está planteando una modificación del RITE que complete aquellos aspectos regulatorios que permitan tanto mejorar la eficiencia energética de las instalaciones térmicas con la introducción de nuevas tecnologías más eficientes, como la introducción de las energías renovables que todavía no están suficientemente desarrollados comercial o técnicamente.

Por tanto en el periodo 2011-2020, adicionalmente a las modificaciones que actualmente se encuentran en curso, se irá adaptando el citado reglamento en la propuesta en que las necesidades de un sector de actividad con tantas perspectivas de evolucionar en el corto plazo como son las renovables térmicas, así lo requiera.

8.7.4 Cogeneración con energías renovables en edificios

En muchos casos es posible combinar la producción térmica de las renovables con la generación eléctrica.

El sistema de apoyo para fomentar la generación eléctrica mediante el sistema de primas favorece específicamente la cogeneración a partir de fuentes renovables. Una vez se alcanza el rendimiento eléctrico equivalente mínimo, se pasa a la categoría a)

de cogeneración, obteniendo una mayor retribución en todos los subgrupos. A partir de ahí, avanzar en mejoras de rendimiento eléctrico equivalente supone mejorar la retribución mediante el incremento de un complemento de eficiencia.

Entre las propuestas a evaluar para el fomento de la cogeneración con energías renovables se está considerando incluir modificaciones de la retribución existente para las cogeneraciones con biomasa (grupo a.1.3) adecuándola a la situación actual. Por otro lado, como continuación de la integración de las energías renovables en la producción eléctrica se plantea la posibilidad de ampliar los grupos de cogeneración existentes añadiendo aquellos específicos a la aplicación de esta tecnología con residuos, energía solar termoeléctrica o energía geotérmica.

8.7.5 Ordenanzas municipales

Desde hace más de seis años existe un modelo de ordenanza solar municipal elaborado por el IDAE que establece las prescripciones mínimas de uso, y las condiciones y aportaciones mínimas obligatorias de la energía solar en las edificaciones de un municipio cuyo objetivo es facilitar la elaboración de ordenanzas por parte de los municipios que pudieran estar interesados. Este modelo es adaptado por parte de las autoridades locales sobre la base de sus propias competencias y el objetivo de su ordenanza, existiendo un gran número de municipios que han optado por su implementación.

Actualmente un porcentaje importante de la población española habita en municipios con ordenanzas solares, y entre estos municipios se encuentran las principales ciudades.

Dado el éxito de este modelo de ordenanza, se prevé elaborar modelos similares que incluyan otras energías renovables como la biomasa, o como las redes urbanas de climatización centralizada, regulando en este último caso la actividad de distribución y suministro de calor y frío renovables. Estas posibilidades de regulación mediante ordenanzas municipales pueden suponer un punto importante para su promoción, especialmente en municipios con importantes recursos.

Desde la Administración General del Estado se analizará e impulsará el establecimiento de mecanismos legales para que las redes de calor y frío tengan prioridad sobre otros sistemas de abastecimiento, siempre que se verifique que sean técnicamente posibles y económicamente viables para todos los agentes involucrados, en cuyo caso será de recepción obligatoria para promotores de edificios y para los usuarios.

9 BALANCE ECONÓMICO DEL PLAN

Capítulo 9

9.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAN

El análisis económico, que es un elemento fundamental en la definición de un plan, adquiere mayor importancia en este plan, en el que se aborda el desarrollo de las energías renovables –que configuran ya un importante sector de actividad económica– hasta el final de la década que acaba de comenzar, y contempla un importante crecimiento de diferentes áreas. Además, la actual coyuntura económica otorga a este tipo de análisis un papel aún más relevante, tal y como se recoge en el capítulo 5, cuando se tratan los criterios para la selección de objetivos.

Ahora bien, si su importancia es un aspecto ampliamente compartido, no siempre lo es tanto el alcance y la forma en que se llevan a cabo estos análisis, y ello puede dar lugar a diferentes valoraciones.

Lo más inmediato y obligado es llevar a cabo la evaluación económica más directa correspondiente a las nuevas instalaciones a poner en marcha en el marco del PER 2011-2020, es decir, la inversión asociada a esas instalaciones y los apoyos previstos para estimular tales inversiones. Por ello, se ha realizado un detallado análisis de los desarrollos previstos a lo largo del periodo para cada una de las áreas y tipos de instalaciones contempladas, de la inversión estimada y de los diferentes apoyos previstos para acometer esas inversiones.

Un resumen de ese análisis se presenta a continuación. Pero la sola evaluación de esas variables dejaría fuera de consideración importantes elementos que deben tenerse en cuenta a la hora de hacer un balance económico, y más aún si se trata de hacer un balance socioeconómico del plan, ya que para ello se requiere tener en cuenta otra serie de variables, algunas de ellas de difícil ponderación. Por ese motivo, tras la inversión y apoyo previsto se presenta la síntesis de otros análisis realizados para llevar a cabo un balance más equilibrado del plan.

9.1.1 Inversión y apoyo previsto

De acuerdo con el desarrollo previsto en cada una de las áreas y con los trabajos realizados sobre prospectiva de costes, se ha estimado la inversión y las necesidades de apoyo a lo largo del periodo¹⁰.

La tabla siguiente recoge una síntesis de la evolución prevista durante el periodo de aplicación del PER, de la inversión asociada al plan, así como de los apoyos considerados para su desarrollo. La inversión se presenta dividida en tres grandes grupos de áreas: eléctricas, térmicas y biocarburantes, y los apoyos divididos en dos partes: los costes para la Administración y los costes para el sector privado.

¹⁰ En el capítulo 5 se presenta un resumen de la evolución prevista de costes para las diferentes áreas y en este mismo capítulo se tratan de forma más detallada los relativos al sector eléctrico.

Tabla 9.1.1. PER 2011-2020: inversión y apoyo previsto

PER 2011-2020: inversión y apoyo previsto											Escenario base	
(millones de euros)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL	TOTAL
											2011-2020	
Inversión												
Áreas eléctricas	6.993	7.117	4.734	4.043	4.320	4.663	4.938	5.559	6.377	6.998		55.743
Áreas térmicas	353	362	420	451	676	746	724	794	843	911		6.279
Biocarburantes	0	0	0	0	45	300	0	30	300	100		775
Inversión total	7.346	7.479	5.153	4.494	5.041	5.709	5.662	6.383	7.520	8.009		62.797
Coste para la Administración												
Ayudas públicas a la inversión (1)	24	64	81	95	107	123	131	139	136	137		1.037
Financiación (1)	4	7	10	12	14	17	19	21	24	26		155
Otras medidas (Información...)	2	14	7	7	6	6	6	6	6	6		67
Subtotal Administración	31	85	98	114	128	146	156	166	166	169		1.259
Coste para el sector privado												
Primas electricidad renovable (Escenario base)	489	1.325	1.954	2.283	2.502	2.671	2.790	2.923	3.078	3.218		23.235
Incentivos al calor renovable	-	2	8	13	18	23	27	31	34	36		191
Subtotal sector privado	489	1.327	1.962	2.296	2.520	2.694	2.817	2.954	3.112	3.254		23.426
Total costes (escenario base)	520	1.413	2.060	2.410	2.648	2.841	2.973	3.120	3.278	3.423		24.686

(1): De acuerdo con lo especificado en el capítulo 8, parte de los fondos incluidos en estos dos conceptos (los correspondientes a las líneas de apoyo a la I+D+i+d), podrían modificar su ubicación concreta a lo largo del periodo.

Fuente: elaboración propia

Como se puede observar, el PER prevé promover una inversión durante la década que supera los 62.000 millones de euros, de los que más de 55.000 se corresponden con instalaciones de generación de electricidad con estas fuentes y más de 6.000 millones con instalaciones para usos térmicos. Por lo que se refiere a los biocarburantes, la elevada capacidad existente actualmente en el sector hace prever una inversión muy moderada en nuestro país durante el periodo de aplicación del plan, y orientada a la producción de biocarburantes de segunda generación.

En cuanto a los apoyos necesarios, el PER contempla un coste para la Administración del orden de 1.260 millones y un coste para el sector privado inferior a los 23.500 millones de euros.

El coste para la Administración está integrado por tres tipos diferentes de propuestas: las ayudas públicas a la inversión que, con algo más de 1.000 millones de euros durante todo el periodo, representan el grueso de las partidas públicas, el coste imputado a la financiación, que se ha estimado en alrededor de 155 millones – correspondiente, en la mayoría de las líneas de financiación, a un 8% de las cantidades totales destinadas a financiar proyectos de energías renovables–, y ascendiendo a la cantidad total a financiar, tanto por la administración pública como por entidades financieras privadas, de 2.531 millones de euros; y una tercera partida, algo inferior a los 70 millones de euros, que integra un conjunto variado de propuestas, como son las de información, formación, planificación, promoción y otras. En el capítulo 8 se presenta el detalle de las actuaciones previstas en materia de ayudas públicas a la inversión y financiación.

En cuanto al origen de fondos públicos procedentes de los Presupuestos Generales del Estado, la exposición de motivos de la Ley 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, recoge el compromiso, sin menoscabo del principio de no afectación de ingresos a gastos, de destinar a políticas de cambio climático una cantidad equivalente a la ingresada mediante las subastas

de derechos de emisión. En este sentido, la propia Directiva 29/2009/CE, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, considera la conveniencia de destinar parte de los fondos procedentes de las mencionadas subastas al desarrollo de las energías renovables a fin de cumplir el compromiso de la Unión Europea de alcanzar un mínimo del 20% de contribución de fuentes renovables en 2020. Por tanto, y sin pretender que los recursos procedentes de la subasta de derechos de emisión queden afectados a este Plan, y previa aprobación presupuestaria teniendo en cuenta las limitaciones de la propia Ley General Presupuestaria de cada año, podrán preverse recursos para la financiación de este Plan dentro del marco general de la política contra el cambio climático.

Y por lo que respecta al coste para el sector privado, hay dos partidas claramente diferenciadas:

- Las cantidades a abonar en concepto de primas equivalentes a la generación de electricidad con fuentes renovables que, para las nuevas instalaciones a desarrollar en el marco del PER 2011-2020, ascienden a un total acumulado durante la década cercano a 23.250 millones de euros –con un máximo de unos 3.200 millones en el año 2020—. El impacto de las energías renovables en los costes del sistema eléctrico se analiza con detalle más adelante en este capítulo.
- Los incentivos al calor renovable a través del nuevo sistema, el ICAREN, que está previsto comenzar a aplicar en el año 2012 y representan un apoyo acumulado a lo largo de todo el periodo de aplicación del plan inferior a 200 millones de euros.

9.1.2 Balance socioeconómico: síntesis

Si bien en el epígrafe anterior se recoge la evaluación económica de la inversión y apoyos contemplados en el PER, un plan de estas características presenta múltiples ventajas de muy diversa índole, entre las que cabe destacar las económicas, sociales y ambientales.

Por ello, para hacer un balance mínimamente equilibrado de los efectos del PER 2011-2020, es preciso tomar en consideración esas ventajas en la medida de lo posible.

Para ello, hay una serie de efectos económicos, que podemos denominar directos y que son cuantificables y susceptibles de ser sumados y restados como parte de un balance económico aunque, lógicamente, como todo lo que tiene que ver con el futuro, esté sujeto a la formulación de hipótesis sobre posibles evoluciones.

En este grupo se encuentran ventajas tan importantes para nuestro país como las importaciones de energía que evitará el plan, especialmente importantes las de gas natural y las de gasóleo, y los ahorros derivados de las emisiones de CO₂ evitadas por el PER. En la tabla siguiente se presentan estos efectos, con su valoración económica, y se comparan con los costes anteriormente evaluados, a los que se ha añadido una partida que proviene del plan anterior y finaliza en 2013, como es la menor recaudación en el impuesto de hidrocarburos correspondiente a los biocarburantes.

Tabla 9.1.2. PER 2011-2020: balance económico de efectos directos

PER 2011-2020: BALANCE ECONÓMICO DE EFECTOS DIRECTOS			
BENEFICIOS (millones de euros)		COSTES (millones de euros)	
Menor importación de gas natural	17.412	1.037	Ayudas públicas a la inversión
Menor importación de gasóleo	7.125	155	Costes de financiación
Ahorros por reducción de consumo de gasolina	981	67	Otros gastos
Ahorros por reducción de emisiones de CO2	3.567	23.235	Prima equivalente régimen especial
		191	Sistema de incentivos al calor renovable
		99	Menor recaudación IH (*)
TOTAL	29.085	24.784	TOTAL

(*): Menor recaudación en impuesto de hidrocarburos correspondiente a biocarburantes. Partida que proviene del PER anterior y finaliza en 2013.

Fuente: elaboración propia

Como se puede observar los beneficios superan ampliamente a los costes, ya que sólo con los ahorros derivados de la menor importación de combustibles fósiles superan la cifra de 25.500 millones de euros, superior a los costes del plan, que se cifran en 24.784 millones de euros. A los beneficios deben añadirse los ahorros derivados de la menor emisión de CO₂, que se estiman en 3.567 millones de euros.

Finalmente, existen otra serie de beneficios, igualmente importantes pero de más difícil cuantificación, sobre los que se ha hecho un ejercicio de estimación que se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 9.1.3. PER 2011-2020: otros beneficios a considerar

PER 2011-2020: otros beneficios a considerar	
Creación acumulada de riqueza (incrementos de contribución al PIB) durante 2011-2020 (millones de €)	33.607
Estimación de empleo total vinculado a las energías renovables en 2020	302.865
Reequilibrio balanza de pagos: Exportación de tecnología	

Fuente: elaboración propia

9.2 IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El objetivo de este apartado es realizar una evaluación del impacto económico de los objetivos fijados en este PER 2011-2020 sobre el sistema eléctrico. Este análisis representa sólo una parte del balance económico de las energías renovables, que debe contemplar todos los efectos sobre la economía que suponen la consecución de los objetivos planteados. Los principales impactos ajenos al propio sector eléctrico se analizan en otros apartados del presente documento.

De los distintos aspectos relacionados con los costes del sistema eléctrico este apartado se centrará en el análisis del balance económico de la tarifa eléctrica, ya que debido a la rápida evolución de las energías renovables orientadas a la producción de energía eléctrica, especialmente eólica y solar en los últimos años, es necesario verificar el impacto de los objetivos marcados en este sector sobre el equilibrio económico del sistema eléctrico. Los objetivos en generación de electricidad representan casi un 60% del consumo final bruto de energías renovables previsto en 2020 y si el sistema eléctrico no está equilibrado económicamente, éstos no se podrán alcanzar y se pondría en riesgo el cumplimiento de la obligación que fija la Directiva de Energías Renovables para España.

Lógicamente, para evaluar este impacto hay que situarse en el momento temporal en el que se plantean los objetivos. No se puede evaluar adecuadamente la oportunidad de estrategias a largo plazo con los condicionantes del presente. Debemos, pues, situarnos en el entorno del año 2020 y tener en cuenta la evolución de los aspectos más relevantes hasta ese año para realizar el análisis en el futuro.

En el apartado 3.2 ya se han analizado la evolución de los precios de la energía y del CO₂. En este análisis se partirá de los resultados de la prospectiva de precios del petróleo, del gas natural y del CO₂ que se recogen en ese apartado. En este aspecto es importante precisar que esta prospectiva ya tiene en cuenta los últimos acontecimientos acaecidos en Japón y en varios países árabes del norte de África y de Oriente medio, que pueden tener una influencia relevante sobre los precios del petróleo y del gas natural a largo plazo.

Otro aspecto fundamental en este análisis será la propia evolución de las distintas tecnologías y la reducción de costes que se puedan conseguir en el futuro, gracias a las curvas de aprendizaje de cada una de las tecnologías renovables para generación eléctrica. Este aspecto, que se analiza en profundidad en cada uno de los apartados sectoriales del capítulo 4 y en el apartado 5.2, donde se recogen los resultados de manera comparada del conjunto de tecnologías eléctricas, alimentará también los análisis que se muestran a continuación.

9.2.1 Previsión del precio del mercado eléctrico en el horizonte del año 2020

De acuerdo con la teoría económica, el precio de mercado debería calcularse teniendo en cuenta los costes medios esperados de cada una de las tecnologías existentes y, a partir de la curva monótona de demanda esperada, estimar el número de horas que cada una de esas tecnologías marcaría el precio en el mercado. Así, el precio de mercado medio esperado se estimaría considerando para cada hora del año el coste de oportunidad de la tecnología que fuera la marginal en la misma y la energía demandada.

Como simplificación, se considerará para estimar el precio de mercado medio esperado, el coste de entrada del ciclo combinado de gas natural marginal. La hipótesis que subyace en esta simplificación es que el ciclo combinado será la tecnología de orden de mérito predominante, luego su coste de entrada será un estimador razonable del precio medio del mercado.

En primer lugar, pues, se deben estimar los costes de un CCGN el período considerado. En la tabla 9.2.1. se pueden observar estas estimaciones para los años 2020 y 2030, a precios constantes de 2010.

Tabla 9.2.1. Estimación de costes totales y variables de un ciclo combinado de gas natural

		unidades	2020	2030
Costes Variables	Precio del gas natural	€/MWh	27,5	31,9
	Rendimiento CC (PCI)	%	53,3	53,3
	Coste del combustible	€/MWh	57,3	66,5
	Precio del CO ₂	€/tn	25,0	30,0
	Coste del CO ₂	€/MWh	10,0	12,0
	Coste O&M variable	€/MWh	2,5	2,5
	Coste ATR variable	€/MWh	1,2	1,2
	Peaje de generación	€/MWh	0,5	0,5
	Total Costes Variables	€/MWh	71,5	82,7
Costes Fijos	Horas de funcionamiento	horas	2.765	3.000
	Amortización unitaria	€/MWh	20,3	18,7
	Coste O&M fijo	€/MWh	4,7	4,3
	Coste ATR fijo	€/MWh	9,2	8,5
	Total Costes Fijos	€/MWh	34,2	31,5
Costes Totales			105,7	114,2

Para realizar esta estimación se han utilizado, además, las siguientes hipótesis:

- Coste de un CCGN de 750 \$/kW.
- Relación €/\$: 1€ = 1,35\$.
- Vida útil CCGN: 30 años.
- Rendimiento CCGN: 53,3% (PCI). Se considera inferior a los valores estándar por mayor funcionamiento a mínimo técnico.
- Se han considerado los costes actuales de los peajes por adquisición de GN.
- Factor de emisión central de ciclo combinado: 0,4 t/MWh.
- Se ha contabilizado el peaje de generación según la propuesta de Real Decreto por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

A partir de estos valores se estimará el precio del mercado diario de electricidad como los costes variables de un ciclo combinado de gas natural pero, además, hay que tener en cuenta que en las horas en que los propios ciclos marquen precio del mercado, el coste marginal vendrá dado por aquellos ciclos que hayan arrancado para funcionar sólo en ese día y que por tanto internalizarán en su oferta el coste de arranque que debe recuperar en un número de horas reducido. A este efecto, se ha estimado que, en los escenarios considerados, el 75% de los días presentan al menos un ciclo con ciclado diario y que en uno de cada siete el arranque es frío y en los seis restantes, es caliente.

Teniendo en cuenta lo anterior, los ciclos combinados percibirían un ingreso medio en el mercado diario en torno a 73,2 €₍₂₀₁₀₎/MWh, tal y como puede apreciarse en la Tabla 9.2.2, referencia que puede considerarse un buen estimador del precio del mercado en 2020, bajo un análisis de corto plazo.

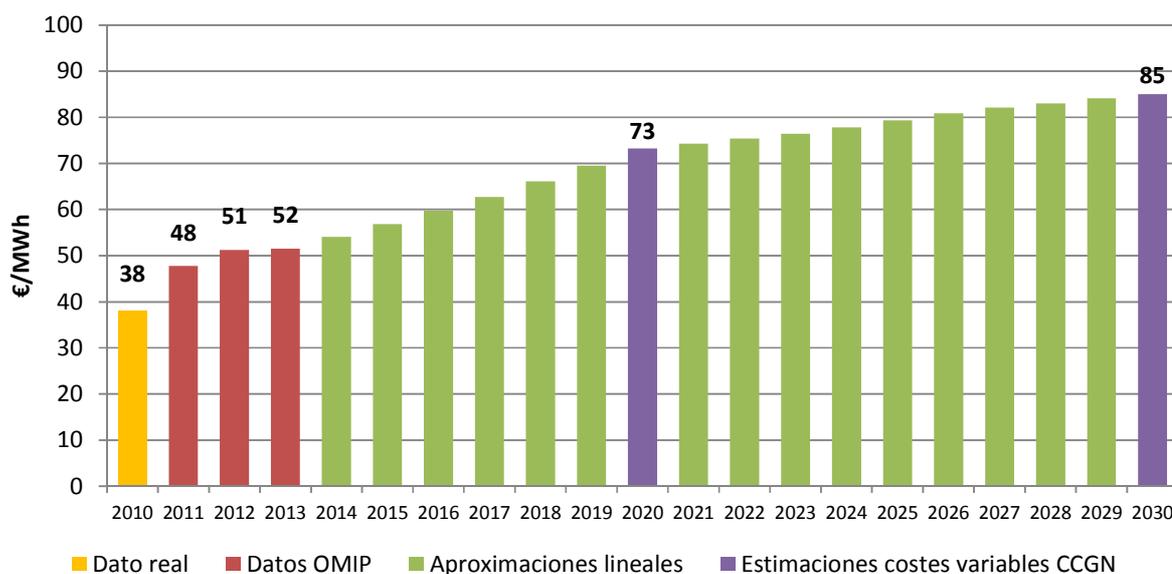
Tabla 9.2.2. Estimación del precio del mercado diario de electricidad en 2020

CONCEPTO	Coste (€/MWh) Año 2020
Coste Variable CCGN	
Coste combustible	57,3
Coste CO ₂	10,0
Coste O&M var	2,5
Coste ATR var	1,2
Peaje de generación	0,5
Total Costes Variables	71,5
Porcentaje de días en que hay un ciclo combinado con ciclado diario	75%
Sobrecoste central marginal que arranca para 16 horas (arranque caliente-arranque frío)	1,4-5,8
Ingresos adicionales para ciclos por la existencia de un ciclo marginal de ciclado diario ⁽¹⁾	1,7
ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL MERCADO DIARIO	73,2

(1) Supuestos 1/7 de días de ciclado diario de arranque en frío y 6/7 de arranque en caliente

A partir de esta estimación se ha construido una senda de evolución del precio del mercado diario de electricidad, utilizando las estimaciones de OMIP hasta el año 2013 y elaborando una evolución entre 2014 y 2020, con un crecimiento constante igual a la tasa de crecimiento medio anual entre esos dos años. El resultado se puede observar en la figura 9.2.1.

Figura 9.2.1. Estimación del precio del mercado eléctrico en el periodo 2010- 2030



9.2.2 Competitividad de las tecnologías de generación eléctrica con energías renovables

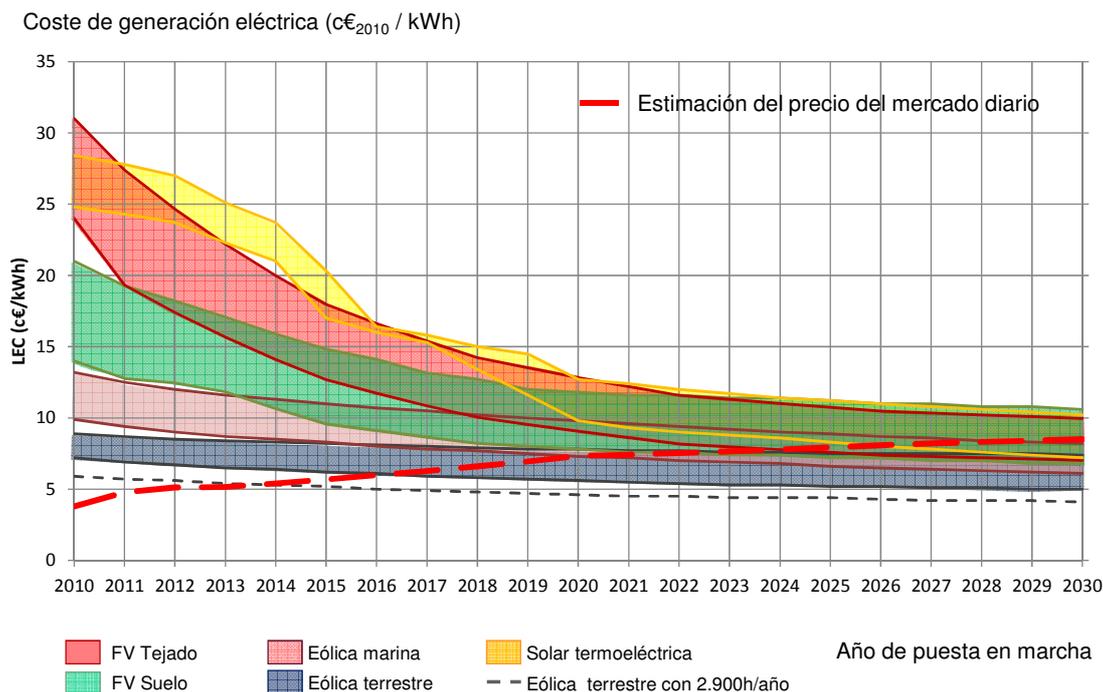
Las tecnologías de generación eléctrica con energías renovables presentan una evolución a la baja en sus costes a lo largo del período. En el capítulo 4 y en el apartado 5.2 se analiza en profundidad esta evolución y sus tendencias futuras, en base a la prospectiva tecnológica y de mercado de cada una de ellas.

Este aspecto es fundamental puesto que la diferencia entre las retribuciones requeridas para dar rentabilidad a las inversiones y el precio del mercado eléctrico es el esfuerzo que debe hacer el conjunto de los consumidores eléctricos para fomentar las energías renovables para generación eléctrica. Según sea el sistema de apoyo y la evolución de los precios de las tecnologías y del mercado eléctrico, esta diferencia puede ser positiva, con lo que hablamos de sobrecostes del sistema, o puede ser nula o negativa, con lo que se podría hablar de neutralidad o de ahorros para el sistema eléctrico. Actualmente esta diferencia es positiva para todas las tecnologías renovables y por eso se habla únicamente de sobrecostes, pero en el futuro la situación se podría invertir y se podría hablar de ahorros.

Estos sobrecostes o ahorros de la producción con energías renovables respecto al precio del mercado afectan a los costes del sistema y, en consecuencia, a los costes de acceso y al precio de la electricidad.

A continuación se presenta una comparación entre la retribución necesaria para dar viabilidad con una rentabilidad razonable a las tecnologías principales de generación eléctrica con energías renovables y el precio previsto del mercado eléctrico en el horizonte de los años 2020-2030.

Figura 9.2.2. Comparación de los costes nivelizados y la estimación del precio del mercado eléctrico. Tecnologías eólicas y solares



Se puede observar cómo la curva de retribución de algunas tecnologías corta a la curva de precios del mercado eléctrico. Esto significa que a partir de un cierto momento ya se puede dar el caso de que algunas tecnologías puedan empezar a ser competitivas con el mercado eléctrico, puesto que la retribución que recibirían vendiendo la electricidad en el mercado sería suficiente para que un inversor obtuviera una rentabilidad razonable.

En el caso de la eólica terrestre, por ejemplo, se podría interpretar que en el año 2017 ya se podrían realizar inversiones en emplazamientos con un buen recurso eólico (2.400 horas equivalentes/año) sin ningún apoyo económico mediante el sistema de primas actual. Evidentemente, para emplazamientos con un menor recurso (2.000 horas equivalentes/año) esta fecha se podría retrasar hasta 2023 pero para emplazamientos aún mejores (2.900 horas equivalentes/año) se podría adelantar hasta el año 2014.

Otra tecnología que entraría en competitividad en el período de aplicación del PER 2011-2020 es la eólica marina. Según la prospectiva tecnológica realizada, el año de entrada en competitividad se podría situar en 2020, para emplazamientos marinos situados a unos 10 km de la costa. Para emplazamientos más lejanos, hasta unos 50 km, se podría demorar mucho, hasta finales de la década siguiente.

El resto de tecnologías que aparecen en este gráfico no entrarían en competitividad con el mercado eléctrico antes de 2020, horizonte temporal del PER 2011-2020, pero sí podrían hacerlo en la década 2021-2030. A pesar de esta falta de competitividad con el mercado diario de electricidad antes de 2020, todas las tecnologías experimentan importantes reducciones de sus costes.

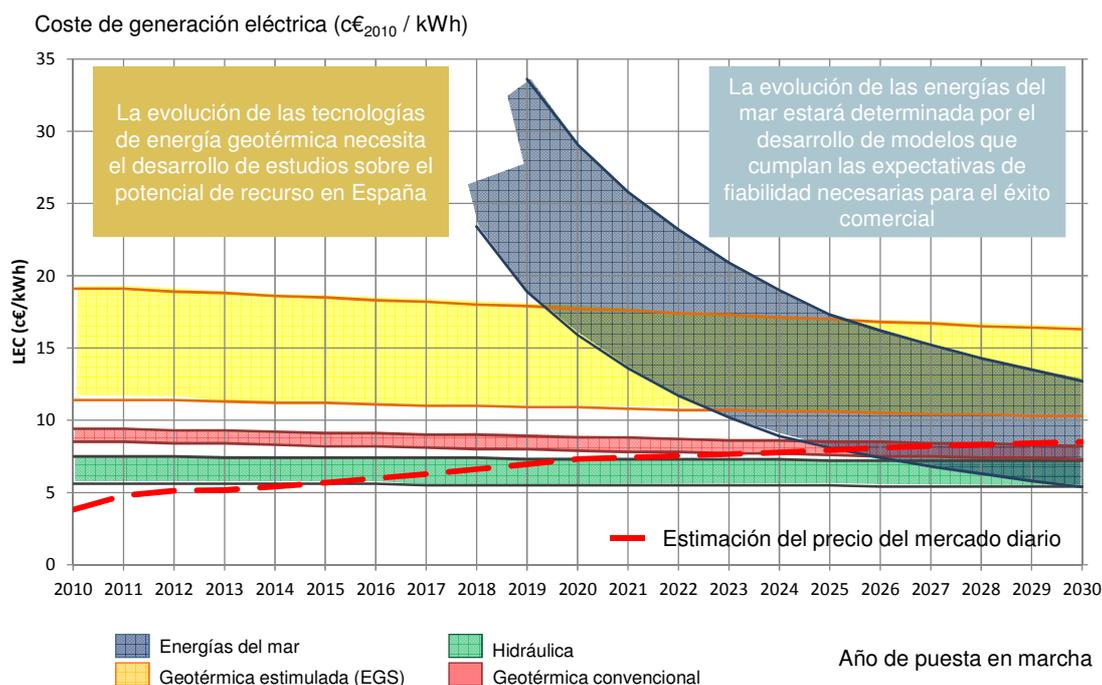
En las tecnologías más maduras como la eólica terrestre, y en menor grado la eólica marítima, aunque siguen reduciendo costes a lo largo del período, la aproximación a

la competitividad se produce, en mayor medida, por el aumento previsto del precio del mercado diario. En las tecnologías menos maduras, como las solares fotovoltaica y termosolar, la reducción de sobrecostes se reparte más equitativamente entre ambos conceptos.

Para analizar la competitividad de la solar fotovoltaica en edificios, habría que hacer la comparación con la parte correspondiente al término variable de las tarifas a las que se acogen estos consumidores. En el caso de una vivienda acogida a la tarifa de último recurso, se estima que la competitividad se podría conseguir incluso antes del año 2015.

En el siguiente gráfico se puede observar la comparación de los costes nivelizados de las tecnologías del mar (undimotriz), hidroeléctrica y geotérmica con la estimación del precio del mercado diario realizada. Las instalaciones hidroeléctricas también pueden presentar una competitividad con el mercado eléctrico en un período muy corto, hacia el año 2015, en el caso de rehabilitaciones de centrales existentes. Para centrales de nueva construcción esta situación no se daría hasta 2020.

Figura 9.2.3. Comparación de los costes nivelizados y la estimación del precio del mercado eléctrico. Tecnologías hidroeléctrica, geotérmica y energías del mar



Aunque la geotermia convencional no presenta una buena competitividad con el mercado eléctrico durante el período de aplicación del PER 2011-2020, su horizonte de competitividad se sitúa a mediados de la década siguiente, hacia 2024, en un período parecido al de las tecnologías solares. Otras barreras no económicas como la falta de conocimiento del subsuelo o el riesgo de este tipo de inversiones, van a dificultar su implantación en los próximos años, por lo que se plantean unos objetivos muy modestos (50 MW) para esta tecnología en el horizonte del año 2020.

En el caso del aprovechamiento de la energía del mar (undimotriz), las previsiones tienen un grado de incertidumbre muy elevado. El estado actual de la tecnología, muy incipiente, y los ensayos fallidos de las primeras instalaciones a escala comercial

que se han llevado a cabo en España y a nivel internacional para el aprovechamiento de la energía de las olas (la opción con más posibilidades para España) aconsejan tomar con prudencia la prospectiva elaborada. En todo caso, estas tecnologías sí presentan buenas perspectivas de reducción de costes a largo plazo.

Se puede observar en este gráfico cómo este grupo de tecnologías presenta unas perspectivas de reducción de costes muy moderadas, a excepción de las energías marinas. Este esquema se reproduce para las tecnologías de la biomasa, con reducciones de costes muy limitadas y con una única opción tecnológica que podría conseguir la competitividad con el mercado eléctrico en la próxima década: las plantas de biomasa de gran potencia que utilicen residuos de la industria forestal.

En el grupo de las tecnologías del biogás la reducción de costes que se puede prever es incluso menor, puesto que son tecnologías muy maduras descartándose su competitividad con el mercado diario de electricidad en un horizonte de tiempo razonable.

En resumen, se pueden definir tres grupos de tecnologías según el año en que pueden entrar en competitividad con el mercado eléctrico, teniendo en cuenta que la incertidumbre de la prospectiva realizada se incrementa notablemente al superar la barrera del año 2020. Hay que considerar los comentarios sobre períodos posteriores a 2020 como meras tendencias de futuro que pueden ser útiles para la realización de análisis de tipo cualitativo, aunque relevantes para la toma de decisiones en materia de desarrollo tecnológico.

Hay un grupo de tecnologías que pueden tener competitividad con el mercado eléctrico en el período de aplicación del PER 2011-2020. Éstas son la minihidráulica y la eólica terrestre a partir de 2015 y 2017, respectivamente, y la eólica marina en 2020. Lo más significativo será, sin duda, la entrada en competencia de la eólica terrestre, por la potencia instalada actualmente (alrededor de 20 GW) y por el objetivo fijado para 2020 (35 GW). Buena parte de los nuevos 15 GW que se deben promover en el marco del PER 2011-2020 van a tener una contribución muy pequeña a los costes del sistema eléctrico.

Un segundo grupo de tecnologías apuntan a una entrada en competitividad con el mercado eléctrico en la década 2020-2030. Este grupo de tecnologías es muy numeroso y relevante, puesto que incluye las energías solares fotovoltaica y termosolar, la geotermia convencional, las energías marinas (básicamente energía de las olas), las plantas de biomasa de aprovechamiento de residuos de la industria forestal o asociada (grupo b.8.2) y el aprovechamiento de las energías de los residuos.

Este grupo presenta un potencial energético muy elevado, gracias sobre todo a las tecnologías solares, pero también gracias a otras fuentes como la geotermia, los residuos de la biomasa o la energía de las olas, que también aporta un potencial muy significativo aunque en este último caso, la incertidumbre tecnológica sea muy elevada.

El hecho de que exista este potencial energético tan importante, que pueda entrar en competitividad en los próximos 10-15 años, confirma la conveniencia de mantener la apuesta de España por el desarrollo de las energías renovables iniciada hace ya 30 años.

Tabla 9.2.3. Estimación de la entrada en competitividad de las tecnologías renovables eléctricas según la estimación del precio del mercado

	Hasta 2020	2021-2030	Después 2030
Minihidráulica	2015		
Eólica terrestre	2017		
Eólica marina	2020		
Fotovoltaica suelo		2023	
Geotermia convencional		2024	
Fotovoltaica techo		2024	
Solar termoeléctrica		2026	
Energías del mar		2026	
Biomasa b.8.2		2027	
Residuos		2028	
Biogás >50 Nm ³ /m ³			>2030
Biomasa b.6.2, b.6.3, b.8.1			>2040
Geotermia estimulada (EGS)			>2040
Biogás >30 Nm ³ /m ³			>>2050
Biomasa b.6.1			>>2050
Biogás >12 Nm ³ /m ³			>>2050

Finalmente, aparecen otras tecnologías que con el conocimiento y el desarrollo actual presentan mucha incertidumbre respecto de su entrada en competitividad con el mercado eléctrico o, incluso, confirman la poca probabilidad de que puedan llegar a esta situación en un futuro previsible. Este es el caso del conjunto de las instalaciones de biogás, del resto de instalaciones de aprovechamiento de la biomasa y de la geotermia estimulada (EGS). Estos sectores requerirán de un apoyo importante y prolongado para conseguir su rentabilidad, al menos en el marco en que se desarrollan actualmente. Evidentemente, en el futuro irán apareciendo nuevas tecnologías que se situarían, inicialmente, en este grupo.

Otro análisis que resulta muy interesante es la comparación de los costes totales de las tecnologías renovables con los del ciclo combinado de gas natural. A partir de los valores de costes totales de un ciclo combinado mostrados en la tabla 9.2.1 y teniendo en cuenta la evolución prospectiva de precios del gas natural y del CO₂ realizada, así como los horas anuales de funcionamiento consideradas para la estimación del precio del mercado diario, la mayoría de las tecnologías renovables presentan unos costes inferiores a los de un ciclo combinado de gas natural a lo largo de la presente década.

Solamente entrarían en competitividad con un ciclo combinado después del año 2020 las energías del mar, la geotermia estimulada, las biomasas no industriales y las plantas de biogás con un bajo rendimiento de generación de biogás. Muchas de ellas como la hidráulica, la eólica (terrestre y marítima), la geotermia convencional o la biomasa industrial tienen ya, actualmente, unos costes totales inferiores a los de un ciclo combinado.

Incluso considerando 5.000 horas/año de funcionamiento para los ciclos combinados, la hidráulica y la eólica terrestre ya presentan unos costes totales inferiores a día de hoy.

9.2.3 Sobrecostes del sistema eléctrico generados por la introducción de las energías renovables

En este apartado se van a evaluar los sobrecostes previstos debido a la introducción de las energías renovables en la generación eléctrica, según los objetivos fijados en el presente PER 2011-2020. Para realizar esta evaluación necesariamente se han considerado una serie de hipótesis de las que a continuación se detallan las más relevantes:

Hipótesis utilizadas para la evaluación de sobrecostes en el sector Eólica Terrestre

- Evolución de la potencia instalada hasta 2012 según el registro de pre-asignación establecido en el RDL 6/2009.
- Desmantelamiento y posterior repotenciación del 10% de los parques existentes con 15 años o más de vida útil, más la totalidad de los que lleguen a los 20 años de vida útil.
- La retribución considerada es la actualmente vigente, fijada en el RD 661/2007 hasta 2012. Para el período 2013-2020, se considera el mismo esquema de retribución, con distintos valores de referencia para los principales parámetros del modelo, en función de la senda de evolución de costes de generación prevista.
- Para los parques repotenciados se estima una ganancia en valor medio tanto en potencia como en producción, considerando las mismas hipótesis de retribución que para los parques nuevos.
- Para la eólica de pequeña potencia, se prevé la necesidad de una retribución superior a la generación eléctrica asociada, en dos escalones de tarifas en función de la potencia (hasta 10 kW y entre 10 y 100 kW).

Hipótesis utilizadas para la evaluación de sobrecostes en el sector Eólica Marina

- Se considera en 2012 una tarifa un 80% superior a la eólica en tierra, aproximadamente. A partir de 2013, la actualización anual seguiría la senda de evolución de costes de generación estimada.
- La generación eléctrica neta asociada a los parques eólicos marinos se ha considerado superior a los parques en tierra en más de un 40%.

Hipótesis utilizadas para la evaluación de sobrecostes en el sector Solar Fotovoltaica

- Hasta 2011 se ha considerado el cupo definido en RD el 1578/2008.
- En 2012 se ha supuesto una reducción de este cupo del 53%, hasta los 220 MW anuales, desde los 465 MW del año 2011. Los cupos se incrementan un 10% anual desde 2013 hasta 2020.
- La potencia instalada cada año es una cuarta parte del cupo preasignado ese año y tres cuartas partes del cupo del año anterior.
- Se han considerado las horas equivalentes de funcionamiento a potencia nominal establecidas en el Real Decreto-Ley 14/2010 para el cálculo de la producción con derecho a tarifa regulada.
- Para el año 2011 se han considerado las tarifas ponderadas según el RD 1578/2008 con la reducción establecida por RD 1565/2010. Para el periodo 2012-2020 se ha considerado una reducción del 10% anual.

Hipótesis utilizadas para la evaluación de sobrecostes en el sector Solar Termoeléctrica

- Para determinar la evolución de la potencia instalada hasta 2013, se han considerado las fases de puesta en marcha de las instalaciones inscritas en el registro de preasignación (RD-L 6/2009).
- Se considera un cupo creciente desde 250 MW para 2014, hasta 450 MW para 2020. Se supone que se instala cada año el cupo preasignado, mayoritariamente en plantas con acumulación.
- Se han considerado un ratio de producción medio ponderado de 2.100 MWh/MW para instalaciones sin acumulación y de 3.350 MWh/MW para instalaciones con acumulación.
- Hasta 2013 se considera la tarifa establecida en el RD 661/2007. A partir de 2014 se ha considerado una tarifa equivalente al menor coste normalizado obtenido en el estudio de prospectiva tecnológica para los distintos tipos de instalación.

Hipótesis utilizadas para la evaluación de sobrecostes en el sector Biomasa

- Se han considerado unos costes de inversión para generación pura equivalentes al coste medio de una central de ciclo Rankine con aerocondensadores y para cogeneración una central con tecnología de gasificación, siendo el coste de esta última superior al de generación pura.
- No se han considerado reducciones en los costes de operación y mantenimiento a lo largo del período.
- Se han considerado los costes de la biomasa variando con el IPC, con fluctuaciones inferiores a las correspondientes a los precios de la energía.
- Se ha calculado la retribución necesaria para obtener una rentabilidad razonable algo superior a otros sectores.

Hipótesis utilizadas para la evaluación de sobrecostes en el sector Biogás

- Para el biogás agroindustrial, se han considerado unas inversiones y gastos de operación coherentes con el estudio de prospectiva tecnológica, considerando 3 tamaños de planta: menores de 250 kW, de 250 a 500 kW y mayores de 500 kW. Se ha considerado previsible un mayor desarrollo de plantas de menos de 500 kW. Se ha estimado un reconocimiento económico de las emisiones de CO₂eq evitadas.
- Para las plantas de biogás de FORS y de EDAR se ha considerado una retribución equivalente a la del biogás agroindustrial, y en el caso de los vertederos se ha mantenido su retribución actual.
- En todos los casos se han considerado aportaciones económicas significativas que reconozcan los beneficios ambientales de estas inversiones.

Hipótesis utilizadas para la evaluación de sobrecostes en el sector Residuos

- Sólo se ha considerado la incineración de residuos domésticos y una pequeña contribución de los combustibles sólidos recuperados (CSR).
- Se han considerado una primas análogas a las actuales, levemente superiores para el caso de CSR.
- Se asume que el principal ingreso para estas plantas es el canon de tratamiento de residuos.

**Hipótesis utilizadas para la evaluación de sobrecostes en el sector
Hidroeléctrica (<50 MW)**

- Se mantienen las primas según lo establecido en el RD 661/2007, con los límites superior e inferior.

**Hipótesis utilizadas para la evaluación de sobrecostes en el sector
Geotermia**

- Para determinar la evolución de la potencia al año 2020, se ha tenido en cuenta los proyectos en fase de exploración e investigación, que si se concreta su viabilidad, podrían ponerse en marcha a partir del 2018.
- Se considera un proyecto tipo EGS con ciclo binario.
- Se evalúa en un 20% el consumo de electricidad producida para la estimulación y la inyección de agua.
- Se ha considerado una rentabilidad ligeramente superior a tecnologías renovables más maduras y en fase ya comercial.

**Hipótesis utilizadas para la evaluación de sobrecostes en el sector
Energías del Mar**

- Para determinar la evolución de la potencia al año 2020, se ha considerado que a partir del 2016 se empezarían a implantar las primeras plantas comerciales, habiéndose definido la mejor tecnología de captación de energías del mar en años previos.
- Se considera un sistema de producción tipo boya.
- Se ha considerado una rentabilidad ligeramente superior a otras tecnologías renovables más maduras y en fase ya comercial.

Dado el actual sistema de retribución del régimen especial, para algunas tecnologías y en determinadas horas del día, ya se da el caso de que los límites superiores fijados en el RD 661/2007 son inferiores al precio del mercado eléctrico. En estas situaciones, la prima sería nula y las instalaciones pasarían a percibir el precio del mercado. En el futuro, dependiendo de los precios horarios del mercado diario considerado y de la evolución de los límites de retribución, la frecuencia con que se dan estas situaciones puede aumentar mucho. En un escenario de precios de la electricidad más elevados que los considerados se podría dar el caso de que la prima equivalente de algún sector fuera, en conjunto, casi nula.

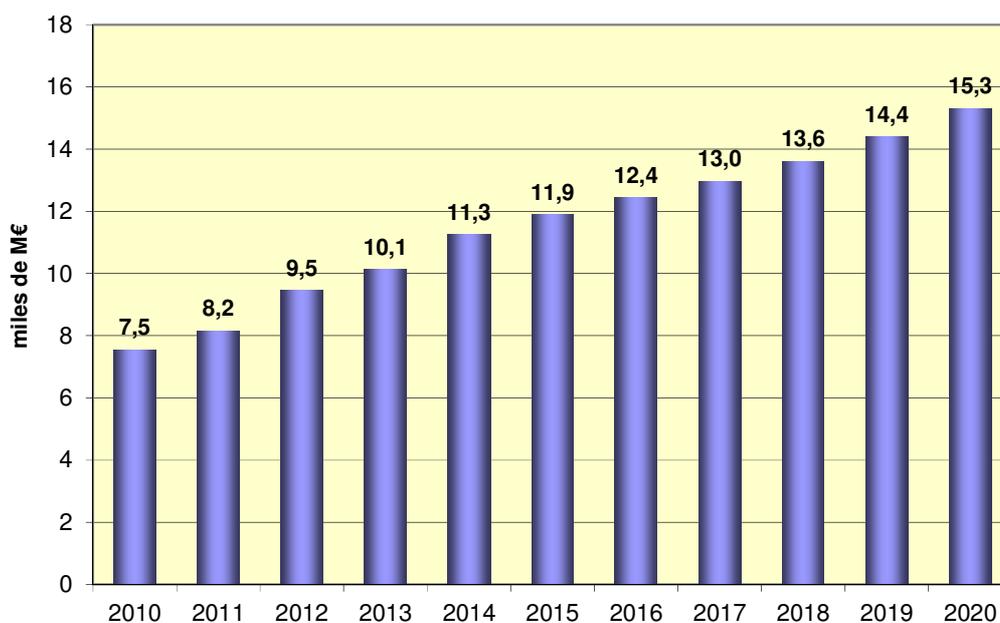
Efectivamente, en el escenario denominado ácido alto, se estima que la prima equivalente global del sector eólico terrestre sería nula a partir de 2018. Para el sector minihidráulico esta situación no se daría hasta 2020.

Para la evaluación de los sobrecostes anuales del conjunto de las instalaciones de generación eléctrica con energías renovables, se ha tenido en cuenta una tasa de pérdida de producción anual de las instalaciones y se ha proyectado la producción prevista de todas ellas según su año de puesta en marcha. En los análisis siguientes no se considera la gran hidráulica ya que al ser retribuida a precio de mercado, no aportaría ninguna contribución a los sobrecostes.

Se estima que la retribución global que percibiría el conjunto de instalaciones de generación eléctrica con energías renovables, sin considerar la gran hidráulica, se elevaría a unos 15.300 M€ en el año 2020.

Esta retribución depende fuertemente del sistema de apoyo para estas tecnologías en cada momento. El valor obtenido se basa en un esquema de retribución similar al actual definido en el RD 661/2007, en el que algunas tecnologías tienen la posibilidad de acogerse al esquema de mercado, percibiendo una prima añadida al precio del mercado. Se considera, pues, que las tecnologías que hayan entrado en competitividad a lo largo del período verán reducida su prima al actuar el límite superior de retribución.

Figura 9.2.4. Retribución total de las energías renovables eléctricas en el período 2010-2020



Para analizar los sobrecostes, también se ha hecho una hipótesis sobre el papel de los mecanismos de cooperación previstos en la Directiva de energías renovables, que se abordan en el capítulo 12 de este documento. Según los objetivos fijados para 2020, España dispondrá de unos excedentes de 777 ktep en el año 2020 y hay países que han manifestado su interés en llegar a acuerdos para disponer de parte de estos excedentes para cumplir con sus compromisos. Y también se ha tenido en cuenta el interés de España en desarrollar proyectos en la ribera sur de mediterráneo, en el marco del Plan Solar Mediterráneo.

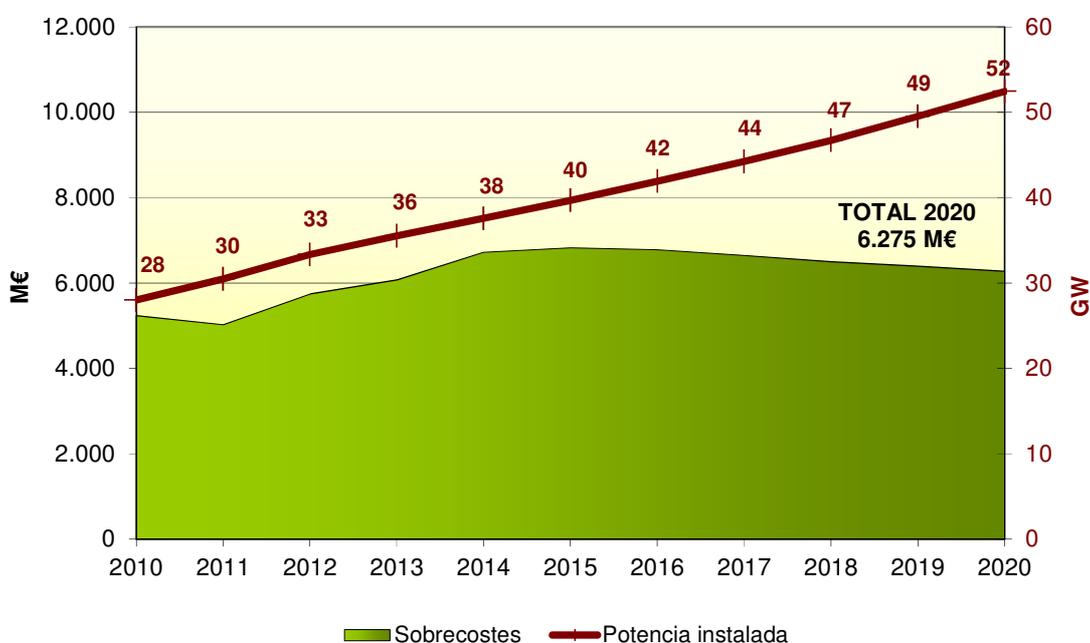
Para la evaluación del papel de estos mecanismos de cooperación se ha supuesto que estas plantas participan en el mercado de la electricidad y que la prima equivalente que reciben es de origen externo al mercado eléctrico español y que se llega a acuerdos con distintos países de la UE para transmitirles un total de 0,4 Mtep

de los excedentes de España, al precio medio de los sobrecostes de generación de electricidad con energías renovables que, según el análisis realizado, sería de 54 €/MWh en el año 2020.

Considerando que los recursos así obtenidos pasarán a reducir los costes del sistema eléctrico, los mecanismos de cooperación podrían representar una reducción de unos 245 M€ de los sobrecostes generados por las energías renovables.

Como se observa en el gráfico siguiente, y teniendo en cuenta las hipótesis mencionadas, el volumen económico que representarían los sobrecostes a la tarifa eléctrica originados por la promoción de las energías renovables en las cantidades establecidas en este PER 2011-2020, experimentaría un aumento significativo hasta el año 2014 para luego estabilizarse y experimentar un leve descenso hasta un valor de unos 6.275 M€ en 2020, a precios constantes de 2010.

Figura 9.2.5. Estimación de los sobrecostes del sistema eléctrico debidos a las energías renovables en el período 2010-2020



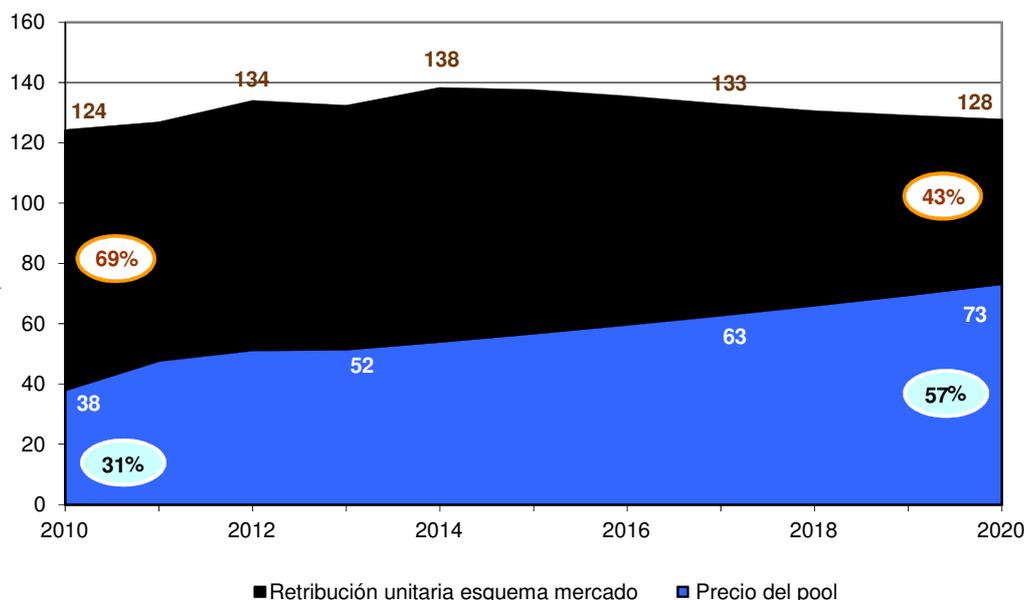
Con un aumento medio del 1,8% anual de los sobrecostes se conseguirá doblar la potencia eléctrica instalada con energías renovables, exceptuando la hidroeléctrica en régimen ordinario. En el escenario planteado para 2020, el 57% de la electricidad de origen renovable generada en el año 2020 se producirá en nuevas inversiones acometidas en el período 2011-2020, excluyendo de nuevo la hidroeléctrica en régimen ordinario.

El máximo que experimentan los sobrecostes hacia el año 2014 se debe a los compromisos ya adquiridos sobre objetivos para las tecnologías eólica terrestre, solar fotovoltaica y solar termoelectrica, fundamentalmente. A partir de ese año confluyen nuevos sistemas de retribución más adaptados a la rápida evolución tecnológica y unos precios de la energía y del mercado eléctrico con una tendencia al alza que frenan el crecimiento de los sobrecostes.

Gracias a la confluencia de estas dos tendencias contrapuestas, aumento del precio del mercado eléctrico por un lado y reducción de los costes de las tecnologías por el

otro, la retribución unitaria media del conjunto de las energías renovables acogidas al régimen especial aumentaría al principio del período de unos 124 €/MWh en 2010 hasta los 138 €/MWh en 2014, para entrar después en una fase de reducción sostenida que le llevará hasta los 128 €/MWh en el año 2020.

Figura 9.2.6. Retribución unitaria de las energías renovables eléctricas y contribución del precio del mercado en el período 2010-2020



No obstante, cabe señalar que actualmente, la retribución del mercado eléctrico representa solamente el 31% de la retribución media de las energías renovables, mientras que en el año 2020 se espera que los sistemas de apoyo, o sea, los sobrecostes, representen únicamente un 43% de la retribución. Dicho de otra manera, el precio del mercado dará cuenta de más de la mitad de la retribución de las energías renovables en el horizonte del año 2020.

Por simple diferencia de las curvas anteriores, se puede observar cómo la prima equivalente media del conjunto de las energías renovables se mantiene alrededor de los 80 €/MWh hasta el año 2014 para iniciar posteriormente un descenso mantenido hasta los 54 €/MWh del año 2020.

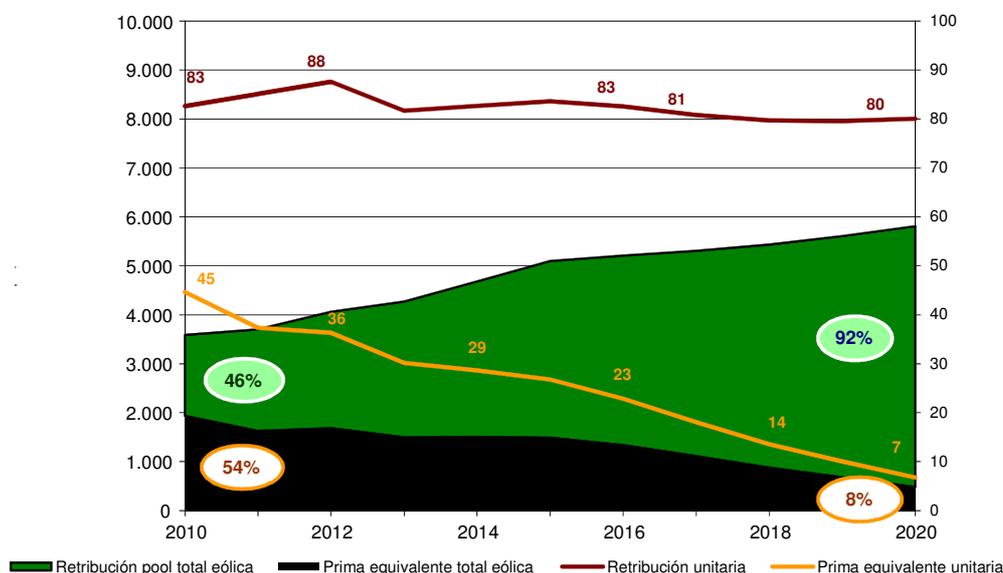
Huelga decir que en el caso de no mantener la apuesta estratégica por el desarrollo de nuevas fuentes de energía renovable para la generación eléctrica, se podría concentrar el crecimiento de los últimos años en tecnologías más maduras, como por ejemplo la eólica, y conseguir que la retribución media acentuara su tendencia a la baja en los últimos años del período.

En el análisis realizado anteriormente no se ha tenido en cuenta la participación de la hidroeléctrica adscrita al régimen ordinario. Es importante precisar esta cuestión, puesto que los ratios elaborados como la retribución media de las energías renovables o el porcentaje de esa retribución que proviene de la prima equivalente, serían mucho más favorables (más reducidos) si tuviera en cuenta que la elevada producción energética de las instalaciones adscritas al régimen ordinario percibe sólo el precio del mercado diario. Así pues, el análisis anterior se refiere únicamente a las energías renovables eléctricas adscritas al régimen especial.

Profundizando en el análisis del sector eólico, considerando la evolución de su curva de aprendizaje y la evolución del precio del mercado eléctrico, la retribución media que percibirían el conjunto de instalaciones acogidas al régimen especial sería de 83 €/MWh en el año 2010, con una prima equivalente para este sector de 45 €/MWh. Esto implica que, para ese año, más de la mitad de la retribución de estas instalaciones en 2010 se cubre con sistemas de apoyo, con sobrecostes para el sistema.

No obstante, este sector presenta una evolución muy favorable, en la que va reduciendo su prima equivalente media hasta los 29 €/MWh en 2014 para descender continuamente hasta los 7 €/MWh en 2020. Esto implica que el volumen de los sobrecostes para el conjunto del sector eólico se reduce a lo largo del período, pasando por los casi 1.700 M€ en 2012, para descender después hasta los 482 M€ en 2020.

Figura 9.2.7. Retribución unitaria de la energía eólica y contribución del precio del mercado en el período 2010-2020



9.2.4 Impacto sobre los costes totales del sistema eléctrico

Una vez analizados los sobrecostes del sistema eléctrico originados por la consecución de los objetivos marcados, hay que valorar cuál puede ser el impacto de estos sobrecostes sobre los costes totales de acceso y sobre los costes totales del sistema eléctrico que, en definitiva, nos indicará el impacto de la política de fomento de las energías renovables sobre el precio de la electricidad.

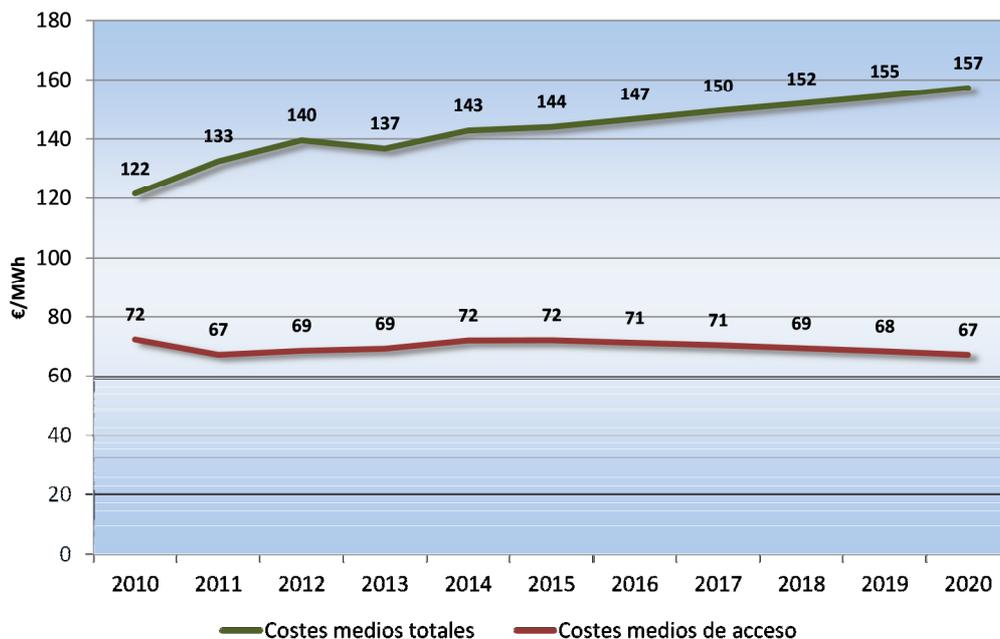
Para ello, se ha utilizado el análisis de sostenibilidad económica del modelo energético propuesto para el año 2020, incluido en el documento de Planificación energética indicativa, desarrollado según lo dispuesto en la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

El análisis realizado revela que los costes totales del sistema eléctrico muestran una tendencia al alza a lo largo del período 2010-2020, aumentando desde los 30.287 M€ en 2010 hasta los 49.535 M€ en 2020. Esto implica un aumento de los costes totales

medios del 29,3%, creciendo desde los 121,6 €/MWh en el año 2010 hasta los 157,3 €/MWh en 2020.

Esta evolución implica un crecimiento medio de los costes medios del sistema eléctrico en un 2,6% anual, expresado en moneda constante de 2010.

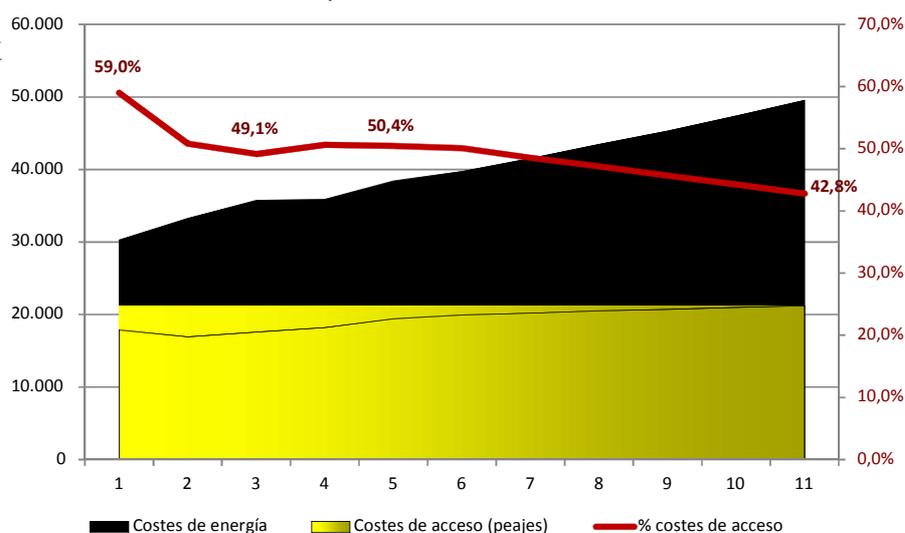
Figura 9.2.8. Evolución de los costes de energía y de acceso del sistema eléctrico en el período 2010-2020



En lo que se refiere a los costes de acceso, se puede evaluar que los costes de acceso al sistema eléctrico, que en el año 2010 han sido de unos 17.856 M€, van a experimentar un descenso en los dos años siguientes para emprender después una senda ascendente que les llevará a superar los 21.189 M€ en el año 2020.

No obstante, debido al escenario de precios de la energía previsible en el futuro, se va a dar un cambio importante en la estructura de costes totales del sistema eléctrico en el horizonte del año 2020. En el siguiente gráfico se puede ver cómo en el año 2010 los costes de acceso representaron la mayor parte de los costes totales del sistema, con un 59% de los costes totales.

Figura 9.2.9. Evolución de los costes de energía y de acceso del sistema eléctrico en el período 2010-2020



Pero en el entorno del año 2020, la situación se puede invertir, representando el peso de los costes de acceso alrededor de un 43% de los costes totales del sistema. Este hecho es significativo, puesto que indica que en los próximos años, el precio de la electricidad va a depender en mucha mayor medida de los precios de la energía (gas natural, básicamente), que se fijan a nivel internacional.

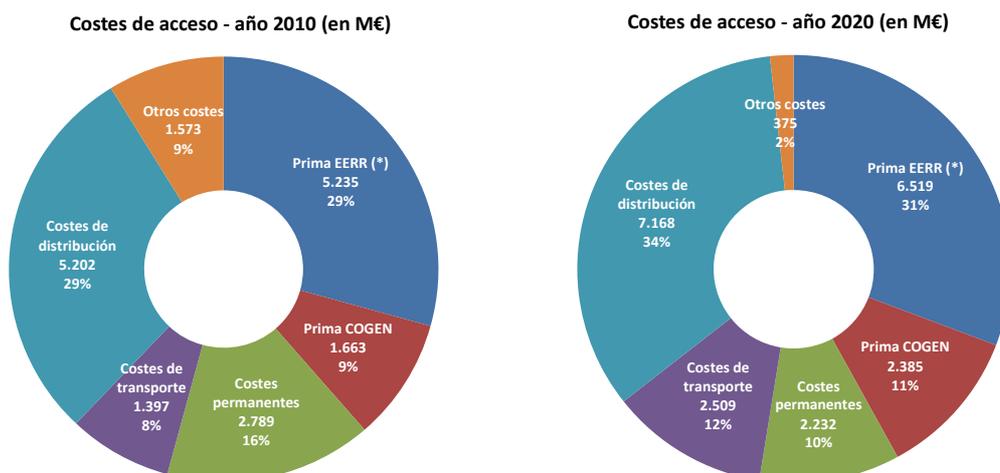
Esto muestra la necesidad de impulsar el uso de fuentes energéticas autóctonas. Si nuestro sistema eléctrico no reduce su dependencia de fuentes importadas de energía primaria, nuestra economía, nuestro país en definitiva, estará más expuesto a la volatilidad de los precios energéticos en el futuro, con pocas palancas para mantener nuestra competitividad y nuestro desarrollo.

El peso de las primas equivalentes de las energías renovables va a continuar siendo uno de los factores importantes de los costes de acceso a lo largo del período, con un ligero aumento del 29 al 31% a lo largo del período, pasando por un máximo superior al 35% en 2014. En este análisis no se han considerado posibles ingresos obtenidos mediante los mecanismos de cooperación previstos en la Directiva de energías renovables.

Cabe destacar el incremento importante de la prima equivalente de la cogeneración a lo largo del período (incremento de un 43,4% en términos constantes), aunque su peso relativo en la estructura de costes de acceso continuará siendo modesto, pasando del 9 al 11% entre 2010 y 2020, como se puede observar en la Figura 9.2.10.

El elemento de costes de acceso que experimenta un descenso más pronunciado es el denominado “otros costes”, que incluye los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, los ingresos de los peajes por exportaciones, los costes por gestión de la demanda de los grandes consumidores y los costes por compensaciones extrapeninsulares. La desaparición de este último concepto en los próximos años es la principal razón de la reducción de este epígrafe.

Figura 9.2.10. Evolución de la estructura de los costes medios de acceso en el período 2010-2020



(*) No se han tenido en cuenta ingresos producidos por los mecanismos de cooperación previstos en la Directiva 2008/28/CE de energías renovables.

Los denominados costes permanentes (costes del Operador del Sistema, del Operador del Mercado, de la CNE y los déficits acumulados de las actividades reguladas) se estima que se sitúen en unos 2.200 M€ en 2011 y que queden estabilizados en esos valores hasta 2020 por lo que su peso relativo se reduce de una manera importante del 16 al 10%.

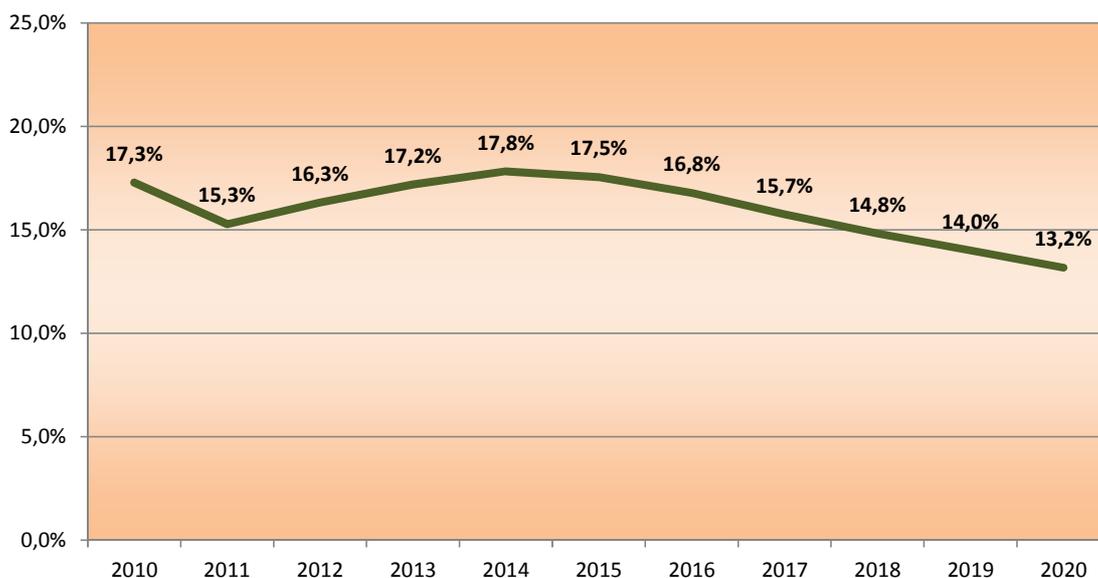
Finalmente, los costes de transporte y de distribución, que en 2010 tenían un peso conjunto similar, aunque inferior, al de la prima equivalente del régimen especial, experimentan unos incrementos significativos tanto en términos absolutos como relativos. Así, de los 6.599 M€ de 2010 y un peso del 37% se pasa a unos costes de 9.677 M€ en 2020, que representan el 46% de los costes de acceso. En este ámbito cabe destacar el importante aumento de los costes de transporte, que pasan de 1.397 M€ en 2010 a 2.509 M€ en 2020.

En lo que se refiere a los costes de la energía, van a experimentar un importante aumento a lo largo del período, pasando de los 12.428 M€ en 2010 a los 28.346 M€ en 2020, multiplicándose por 2,3. Obviamente, el factor que tiene un mayor peso es el correspondiente a los costes de generación, entendido como la generación eléctrica realizada, multiplicada por el valor medio del mercado diario. En el año 2010, el 92% de los costes de energía corresponden a este concepto mientras que los pagos por capacidad representan el 4% y el resto de conceptos (saldo de intercambios, servicios complementarios y margen comercial) representan otro 4%.

El cambio más relevante en los costes de generación es la reducción de los costes asociados a los generadores en el Régimen Ordinario, que pasan del 65% en 2010, al 50% en 2020, si bien los pagos por capacidad aumentan su peso hasta el 5% y el resto de costes lo disminuye hasta el 1%.

En el año 2010, el peso del conjunto de la prima equivalente que reciben las energías renovables sobre los costes totales del sistema eléctrico fue del orden de un 17,3%. Gracias a la confluencia de la reducción de costes prevista de las energías renovables y de la subida del precio del mercado eléctrico, el peso de los sobrecostes tiene que reducirse porcentualmente. Este análisis se puede ver en la siguiente figura:

Figura 9.2.11. Peso de la prima equivalente a las energías renovables sobre los costes totales del sistema en el período 2010-2020



Efectivamente, los sobrecostes del sistema eléctrico originados por las energías renovables reducen su peso hasta el 13,2%, después de experimentar un máximo relativo en 2014. Hay que tener en cuenta que el comportamiento de este indicador en los últimos años del período, depende en gran medida de la decisión estratégica tomada en el PER 2011-2020 de estimular tecnologías poco competitivas en esta década pero que pueden tener una aportación significativa al mix energético de España en la próxima década, debido a su potencial y a la expectativa de reducción de costes que el conocimiento tecnológico actual permite considerar. Una menor apuesta por estas tecnologías podría llevar el peso de la prima equivalente de las energías renovables sobre los costes totales del sistema eléctrico a valores inferiores, pero el plan no sentaría las bases para un desarrollo equilibrado de las distintas tecnologías renovables más allá de 2020.

9.2.5 Análisis de sensibilidad

Los resultados de este análisis dependen, en gran medida, de las hipótesis realizadas pero, también, de la realización de las acciones adecuadas para integrar a las energías renovables en el sistema eléctrico.

Uno de los factores que puede afectar de manera más importante estos resultados es el precio de la energía. En punto 3.2 se muestran los escenarios considerados, que además del escenario de referencia utilizado para realizar las previsiones del PER y fijar sus objetivos, incluye los escenarios denominados ácido alto y ácido bajo que configuran una banda de mayor probabilidad para los precios del petróleo y del gas natural en España.

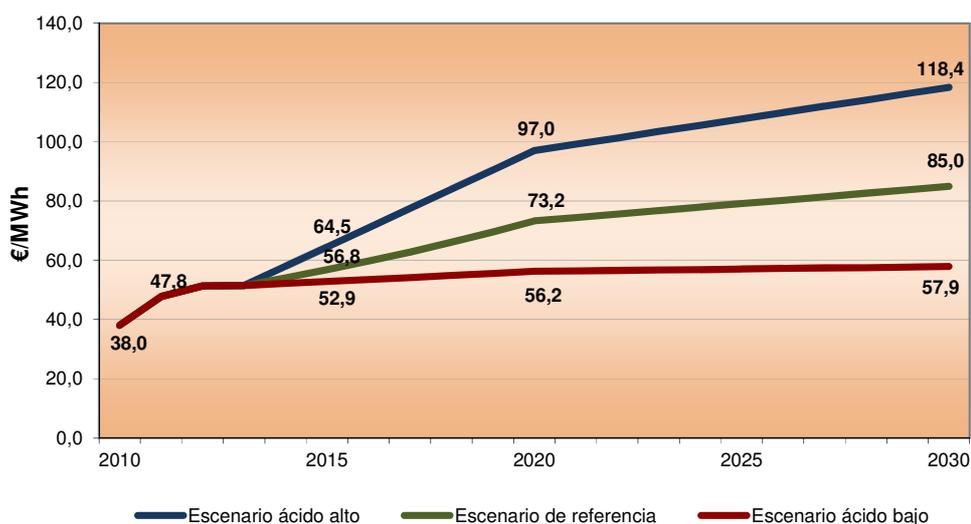
Para el análisis de sensibilidad se van a considerar estos escenarios como casos de contraste. Cabe señalar aquí, que el precio del gas natural en España va a mostrar una elevada correlación con el precio del petróleo a nivel internacional y que los escenarios alto y bajo de precio del petróleo tienen características distintas. Así, el escenario ácido bajo se define en base a los precios *breack-even* de los principales

yacimientos en explotación. Por lo tanto, la probabilidad de que los precios del petróleo sean inferiores a los de ese escenario es muy reducida.

En cambio, en la situación contraria, con unos precios elevados debidos fundamentalmente a un desequilibrio oferta-demanda, los precios del petróleo tendrán una gran incertidumbre y volatilidad que les hará muy difíciles de predecir. Atendiendo a las perspectivas económicas mundiales y a los conocimientos actuales sobre el desarrollo de nuevos yacimientos, hay una mayor probabilidad de que los precios del petróleo y del gas se sitúen en valores comprendidos en la banda escenario de referencia-escenario ácido alto que no en la banda formada por los escenarios de referencia y ácido bajo.

Aplicando los valores para el precio del gas y del CO₂ de estos escenarios y los mismos criterios comentados en el apartado 9.2.1 para la estimación del precio de la electricidad en el mercado eléctrico, basado en los costes variables de un ciclo combinado de gas natural, se obtienen unos precios medios para el mercado eléctrico diario en el año 2020 de 97,0 €/MWh en el escenario ácido alto y de 56,2 €/MWh en el escenario ácido bajo.

Figura 9.2.12. Escenarios de precios del mercado eléctrico diario en el período 2010-2030



Como ya se ha repetido en otras ocasiones, hay que tener en cuenta que la prospectiva a un horizonte tan largo como 2030 está sometida a una fuerte incertidumbre derivada de las propias estimaciones de los precios del petróleo y del gas e, incluso, en cuanto a la configuración del propio mix eléctrico español. Por lo tanto, hay que considerar los datos posteriores a 2020 como meras indicaciones de tendencias.

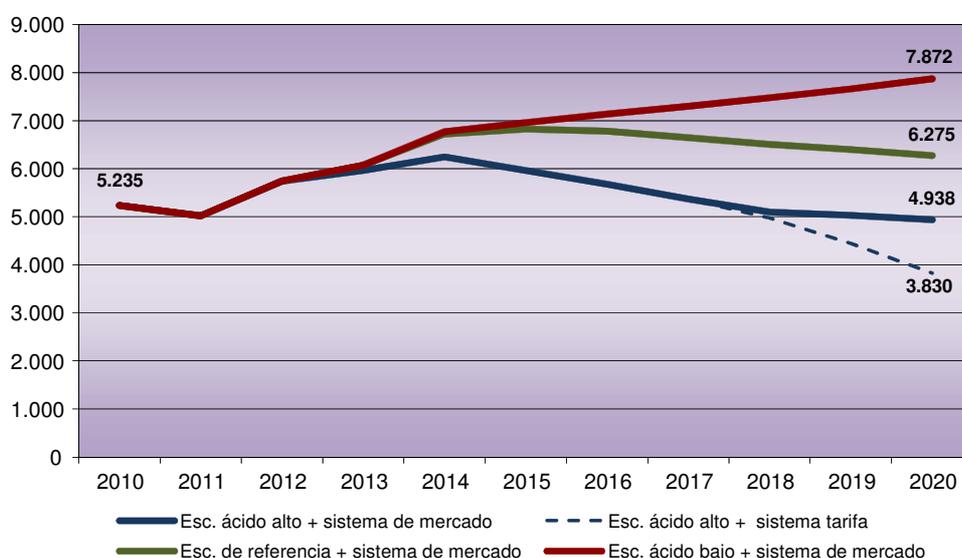
En la figura 9.2.13 se puede observar cómo afecta esta variabilidad en los precios de la electricidad a la prima equivalente del conjunto de las energías renovables a lo largo del período. En el escenario ácido bajo, la prima equivalente podría ascender hasta los 7.872 M€. Se considera que este sería un valor máximo que difícilmente se superaría al considerar que los precios de la electricidad no van a aumentar desde 2013, en precios constantes de 2010. En cambio, en el escenario ácido alto, la prima equivalente de las energías renovables tiene un comportamiento claramente a la baja a partir del año 2014, con un valor de 4.938 M€ en 2020.

En un escenario de precios alto, todas las tecnologías van a conseguir antes la competitividad con el mercado eléctrico. Para las más maduras, minihidráulica y eólica terrestre, podría implicar que, incluso, el montante global de prima

equivalente del conjunto de estos sectores se reduzca a cero, puesto que los límites superiores establecidos para las primas del régimen especial actuarían constantemente para un precio del mercado suficientemente alto.

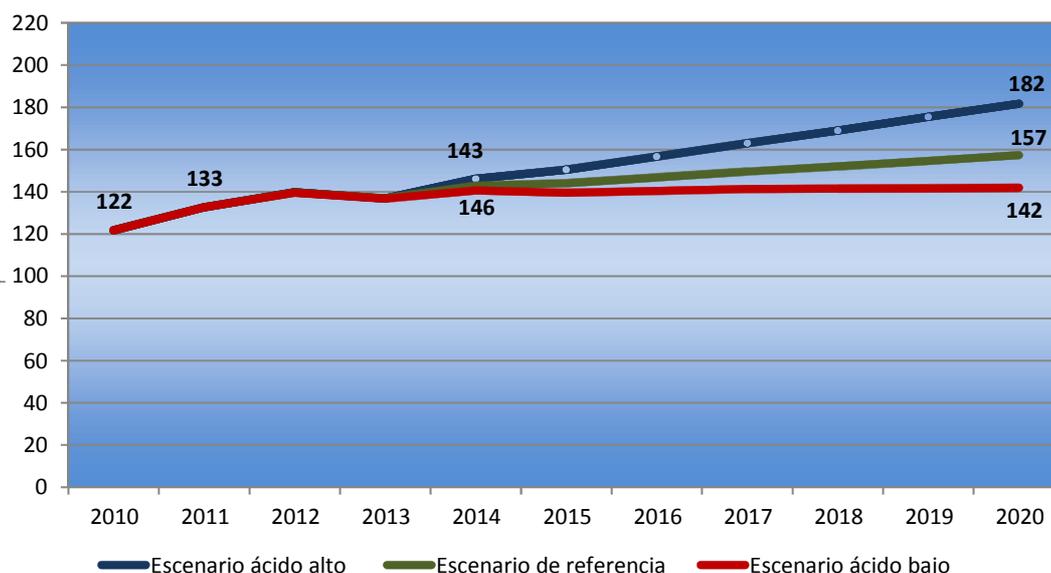
Llegada esta situación se podría considerar el efecto económico que tendría que el conjunto de las instalaciones de estas tecnologías se acogieran a un sistema de tarifa, que mantiene la retribución constante a pesar de que aumente el precio del mercado. En la figura 9.2.13 se puede observar este efecto, representado con un escenario alternativo, con una línea de puntos. El impacto sería significativo puesto que el valor global de la prima equivalente de todas las renovables se reduciría hasta los 3.830 M€, en el escenario ácido alto.

Figura 9.2.13. Prima equivalente del conjunto de las energías renovables en los distintos escenarios



En cuanto a los costes totales medios del sistema eléctrico, experimentan variaciones importantes según el escenario considerado. Analizando su sensibilidad a los precios de la energía, se puede observar como en el escenario ácido alto este indicador aumenta en un 15,9% en el año 2020 respecto del escenario de referencia, a causa de un aumento medio anual del 4,1%, mientras que en el escenario ácido bajo, el crecimiento anual medio sería sólo del 1,5%.

Figura 9.2.14. Evolución de los costes totales medios del sector eléctrico en los distintos escenarios considerados



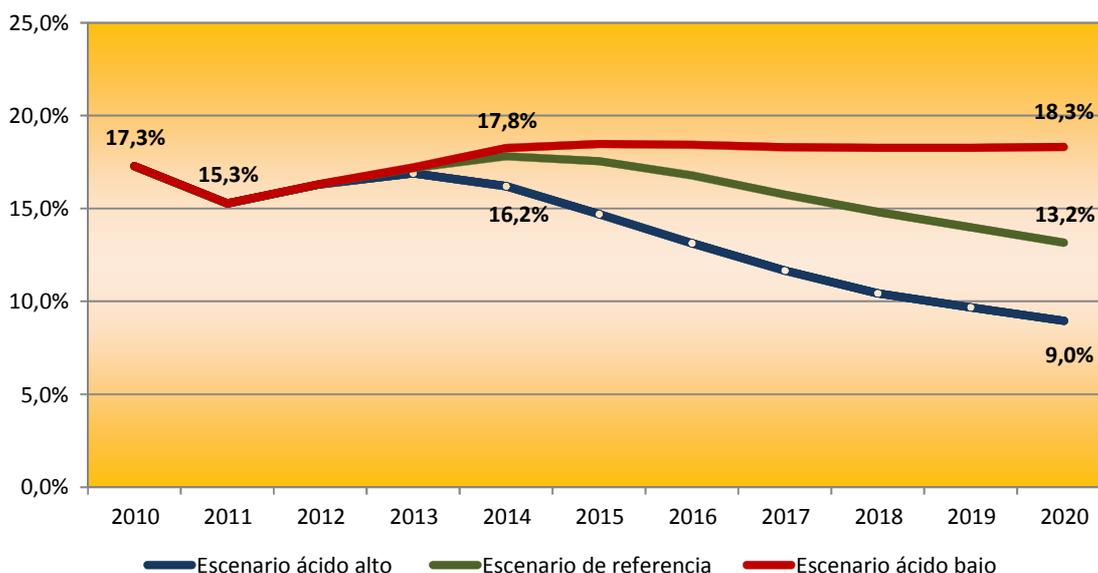
El peso de los costes de acceso en la estructura de costes del sistema eléctrico también variará en cada uno de estos escenarios. Ya se ha comentado que en el escenario de referencia los costes de acceso representan el 59% de los costes del sistema y que este valor se reduce hasta el 42,8% en 2020. En el escenario ácido alto la reducción de los costes de acceso es más acusada, representando sólo el 35,4% de los costes del sistema en 2020.

Esto implica, como cabía esperar, que en un escenario de precios altos la dependencia del precio de la electricidad de los precios energéticos internacionales es más acusada. Casi dos terceras partes de los costes del sistema eléctrico dependerían de palancas fuera de nuestro alcance.

Finalmente, el último análisis de sensibilidad realizado se refiere al impacto de la prima equivalente de las energías renovables sobre los costes totales del sistema. Ya se ha visto que en el escenario de referencia este peso disminuía del 17,3 al 13,2% a lo largo del período. En el escenario ácido alto este impacto se reduce de manera significativa, hasta un 9%, mientras que en el escenario ácido bajo aumenta ligeramente respecto de los valores actuales.

En un escenario de precios elevados de la energía, más probable que un escenario de precios más reducidos, el impacto de la política de promoción de las energías renovables sobre los costes del sistema eléctrico y, por lo tanto, sobre el precio de la electricidad, se reduciría casi a la mitad. El objetivo del PER 2011-2020 en el sector eléctrico de generar el 38% de la electricidad mediante fuentes energéticas renovables es una meta alcanzable, que no debe crear desequilibrios en el balance económico del sistema y que ante escenarios alternativos futuros de precios más elevados, responde de una manera positiva, reduciendo aún más este impacto.

Figura 9.2.15. Evolución del peso de la prima equivalente de las energías renovables respecto de los costes totales del sistema eléctrico



9.2.6 Consideraciones finales

En los puntos anteriores se ha podido ver cómo, a pesar de doblar la potencia instalada en energías renovables acogidas al régimen especial (sin considerar la hidroeléctrica adscrita al régimen ordinario) y la electricidad renovable que se verterá al sistema (un 38% de la generación), los sobrecostes sobre el sistema eléctrico aumentan de una manera más modesta, a un ritmo del 1,8% anual, situándose alrededor de los 6.275 M€, si se explotan las posibilidades de los mecanismos de cooperación de una manera razonable. La incidencia que estas políticas va a tener sobre los costes totales del sistema eléctrico, se reducirían del 17,3 actual a un 13,2% en 2020.

Además, la apuesta por las energías renovables para la generación eléctrica presenta un comportamiento positivo ante situaciones adversas de futuro, con unos precios elevados de las energías convencionales y de la electricidad, en las que mejoran su competitividad y disminuyen su impacto económico en el sistema eléctrico.

A modo de resumen, a continuación se muestran las consideraciones más relevantes que se desprenden del análisis realizado:

- Los compromisos ya adquiridos a día de hoy (julio 2011) van a suponer un 76% de la prima equivalente de la generación de electricidad con energías renovables que se producirá en 2020. Los compromisos futuros, que van a representar más de la mitad de la energía generada con energías renovables en 2020, sólo van a representar un sobrecoste de unos 1.500 M€, que representan un 3% de los costes totales del sistema para ese año (unos 49.500 M€).
- En el grupo de tecnologías que pueden entrar en competitividad con el mercado eléctrico en esta década, la que más destaca por su potencial y por la posibilidad de desarrollarlo de forma inmediata es la eólica terrestre.

- Hay un grupo de tecnologías con un enorme potencial (solares, energías del mar, residuos de la biomasa) que pueden entrar en competitividad en la década siguiente y que serán la base para aumentar la participación de las renovables en el futuro. En el escenario ácido alto, la mayoría de estas tecnologías podrían entrar en competitividad antes de 2020.
- Un buen número de energías renovables presentan una competitividad positiva frente a un ciclo combinado de gas natural, teniendo en cuenta los costes totales de esta tecnología. Incluso considerando 5.000 h/año de utilización para esta tecnología, actualmente la eólica terrestre y la rehabilitación de centrales minihidráulicas presentan costes inferiores al de un ciclo combinado de gas natural.
- Los mecanismos de cooperación previstos en la Directiva de energías renovables también pueden contribuir significativamente a la reducción de los costes. En el escenario considerado de transmitir 0,4 Mtep a otros EEMM (51,5% de los excedentes previstos), los ahorros se podrían valorar en unos 245 M€, si el precio de venta fuera el valor medio de la prima equivalente para el conjunto de las energías renovables.
- En el entorno del año 2020, la componente principal del precio de la electricidad va a ser el coste de la energía, que va a representar un 57,2% de los costes totales del sistema. Los costes de acceso van a reducir su peso del 59% del año 2010 a un 42,8% en 2020.
- El impacto de la política de fomento de las energías renovables sobre los costes totales del sistema eléctrico, y por lo tanto sobre el precio de la electricidad, se reduce a lo largo del período 2010-2020, a pesar del importante incremento en la generación. En el año 2020 la prima equivalente va a representar tan sólo el 13,2% de los costes totales del sistema.
- En el escenario considerado, el precio de la electricidad se estima que experimente un incremento medio en el período 2010-2020 del 2,6%. La prima equivalente a las energías renovables reduce su participación en la composición de los costes totales del sistema por unidad energética, de manera que los haría disminuir ligeramente. Este incremento del precio de la electricidad se debe exclusivamente al incremento del 2,9% anual de los costes de energía (mercado diario, intercambios, pagos por capacidad, servicios complementarios), que se ve compensado parcialmente por la reducción de los demás costes de acceso.
- El análisis muestra una gran sensibilidad al precio del pool. En el escenario ácido alto, que se considera más probable que el escenario ácido bajo, la prima equivalente de las energías renovables podría ser de unos 4.938 M€, un 5,7% inferior al valor de 2010. Además, el impacto de la prima equivalente sobre los costes totales del sector eléctrico se podría reducir hasta el 9%.

10 I+D+i

En el ámbito temporal del presente PER, que abarca desde 2011 hasta 2020, cobra especial importancia la investigación, desarrollo e innovación en el ámbito de las energías renovables. Para alcanzar los objetivos establecidos para el año 2020, así como para allanar el camino para que la cuota de energía renovable sea mucho más elevada de 2020 en adelante, se hace necesario un cambio tecnológico. Es necesario seguir invirtiendo para permitir el desarrollo e implantación de tecnologías innovadoras.

A continuación se ofrece una visión general de la estructura de apoyo a la I+D+i en España y de su interrelación con las políticas en este campo de la UE, centrándose principalmente en las líneas de actuación dedicadas al sector energético.

10.1 SITUACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS DE APOYO A LA I+D+i ENERGÉTICA EN ESPAÑA Y EUROPA

10.1.1 Programas nacionales

Planes estratégicos de la Ley de la Ciencia, Tecnología e Innovación

El Gobierno de España aprobó en diciembre de 2009 la Estrategia para la Economía Sostenible que contempla una nueva Ley de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación. Esta ley establece el marco para el fomento de la investigación científica y técnica y sus instrumentos de coordinación general, con el fin de contribuir a la generación, difusión y transferencia del conocimiento y a la innovación como elementos sobre los que ha de asentarse el desarrollo económico sostenible y el bienestar social, para dar respuesta a los grandes retos sociales y económicos en beneficio del interés general.

La Ley de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación (aprobada en el año 2011 y que sustituye a la Ley de la Ciencia del año 1986) pretende adaptar la legislación española en materia de I+D+i a los profundos cambios que ha experimentado el Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación a lo largo de los últimos 25 años. No obstante, son subsistentes hasta su finalización el Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica 2008-2011 y la Estrategia Nacional de Ciencia y Tecnología.

La nueva ley de la Ciencia, Tecnología e Innovación se articula a través de dos Planes Estratégicos, la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología (EECyT) y la Estrategia Española de Innovación (E2I). Ambos se complementan en su misión de construir el eje motor de una transformación sostenible e inteligente del tejido económico y social español a través de la generación, difusión y transferencia del conocimiento y la innovación. La EECyT moviliza, desde una perspectiva de oportunidades científico-técnicas, el potencial investigador del Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación para crear nuevos conocimientos, tecnologías y procesos como un elemento clave en la innovación basada en el conocimiento. La E2I moviliza, desde una perspectiva de oportunidades de mercado, el potencial del tejido empresarial de absorber nuevos conocimientos, tecnologías y procesos para incrementar su competitividad a través de la innovación.

La Estrategia Española de Ciencia y Tecnología se concibe como el marco de referencia plurianual para alcanzar un conjunto de objetivos generales, compartidos por la totalidad de las Administraciones Públicas con competencias en materia de fomento de la investigación científica y técnica. Con ello, se dispone de un instrumento que servirá de referencia para la elaboración de los planes de

investigación científica y técnica de las distintas Administraciones Públicas, y para su articulación con las políticas de investigación de la Unión Europea y de Organismos Internacionales.

Por su parte, la Estrategia Española de Innovación se configura como el marco de referencia plurianual con el que, desde una concepción multisectorial, se pretende implicar a todos los agentes políticos, sociales y económicos en la consecución del objetivo común de favorecer la innovación y así transformar la economía española en una economía basada en el conocimiento. Esta estrategia se articula en cinco ejes de actuación: generación de un entorno proclive a la innovación, fomento de la innovación desde la demanda pública, proyección internacional, fortalecimiento de la cooperación territorial y capital humano, colocando a la transferencia de conocimiento como elemento transversal y central sobre el que pivotan todos los ejes.

La formulación de la Estrategia Española de Innovación está englobada dentro del marco planteado por la Unión Europea en la Estrategia Europa 2020 en la que, dentro de una visión conjunta y un cuadro común de objetivos globales, se persigue alcanzar el 1% sobre el PIB de inversión pública y el 2% de inversión privada en I+D+i, haciendo que la inversión global de los países en I+D+i llegue al 3% de su PIB.

Para ello, los objetivos generales que la Estrategia Estatal de Innovación plantea están directamente relacionados con el incremento de una serie de parámetros hasta sobrepasar la media europea actual y acercarse a los países líderes en innovación. En términos cuantitativos eso se traduce en la necesidad de duplicar la economía de la innovación en España, o lo que es lo mismo, conseguir:

- Que en el año 2015 la inversión privada anual en I+D sea 6.000 millones de euros más que en el 2009.
- Que en el periodo 2010-2015 se haya duplicado el número de empresas que hacen innovación, incorporando 40.000 empresas más.
- Que el número de empleos de media y alta tecnología aumente en medio millón en el periodo 2010-2015.

La Estrategia estatal de Innovación se apoya en diferentes estructuras entre las que destacan:

- Ayudas a las Plataformas Tecnológicas (incluidas las de energías renovables y de eficiencia energética) que contribuyan al desarrollo e implementación de los objetivos generales de la Estrategia Estatal de Innovación, configurándose como un mecanismo de transmisión de la I+D+i hacia el mercado, canalizando la generación de empleo y la creación de empresas innovadoras mediante proyectos y actuaciones.
- Fomento de la colaboración público-privada mediante un mecanismo estable de cooperación entre el sector productivo y los agentes de I+D+i, a través de ayudas a proyectos sobre energías renovables y eficiencia energética realizados en cooperación entre organismos de investigación y empresas, de forma que se potencie la actividad innovadora, se movilice la inversión privada y se genere empleo.

Además, en el eje de fomento de la innovación desde la demanda pública se ha identificado el mercado de la “economía verde” como uno de los mercados innovadores, que comprende la economía del medio ambiente y de las energías

limpias. La E2I promoverá el apoyo a la contratación pública innovadora como medida de gran potencial movilizador desde la demanda generada en este mercado.

Por último, la Ley de la Ciencia, Tecnología e Innovación contempla la creación, bajo la dependencia del Ministerio de Ciencia e Innovación, del Sistema de Información sobre Ciencia, Tecnología e Innovación, como instrumento de captación de datos y análisis para la elaboración y seguimiento de la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología, de la Estrategia Española de Innovación, y de sus planes de desarrollo.

Instrumentos de apoyo a la I+D+i

Con el objeto de conseguir que el conocimiento se transforme en riqueza y bienestar para nuestra sociedad, las políticas públicas de I+D+i pretenden aumentar la capacidad tecnológica de nuestro sector productivo. En esta línea, las actuaciones de I+D+i promovidas desde el Ministerio de Ciencia e Innovación en tecnologías energéticas se basan, entre otros, en los siguientes instrumentos:

1. Programa de Plataformas Tecnológicas (Programa INNFLUYE).
2. Programas de Colaboración Público-Privada.

1. Programa de Plataformas Tecnológicas (Programa INNFLUYE)

Las Plataformas Tecnológicas o Plataformas de Mercados Innovadores son estructuras público-privadas, lideradas por la industria y con la participación de todos los agentes del sistema ciencia-tecnología-innovación (empresas, organismos públicos de investigación, centros tecnológicos, universidades, centros de I+D+i, asociaciones, fundaciones, etc.). Entre sus objetivos destacan favorecer la competitividad, la sostenibilidad y el crecimiento del tejido científico-tecnológico español así como fortalecer el sector industrial, e identificar y priorizar las necesidades de investigación, tecnológicas y de innovación del sector a medio y largo plazo, estableciendo una ruta estratégica en I+D+i.

Asimismo, las Plataformas Tecnológicas o Plataformas de Mercados Innovadores deben contribuir al desarrollo e implementación de la Estrategia Estatal de Innovación en todos sus ejes, siendo un mecanismo de transmisión de la I+D+i hacia el mercado, y deben canalizar la generación de empleo y la creación de empresas innovadoras mediante proyectos y actuaciones.

Desde el Área de Energía se ha promovido la creación de diversas plataformas, bien por su contenido estratégico o bien por la existencia de plataformas europeas con la misma temática. Sin embargo, el objetivo de las plataformas nacionales no es imitar lo que se realiza en las europeas, sino adaptarlas a las características industriales y tecnológicas de nuestro entorno. Actualmente existen las siguientes plataformas tecnológicas:

- Plataforma Tecnológica Española de Biomasa. BIOPLAT.
- Plataforma Tecnológica Española de Geotermia. GEOPLAT.
- Plataforma Tecnológica Eólica. REOLTEC.
- Plataforma Tecnológica del H₂ y Pilas de Combustible.
- Plataforma Tecnológica del CO₂.
- Plataforma Tecnológica de Redes Eléctricas del Futuro. FUTURED.
- Plataforma Tecnológica de Eficiencia Energética.

- Plataforma Tecnológica de la Energía Solar Térmica de Concentración. SOLAR CONCENTRA.

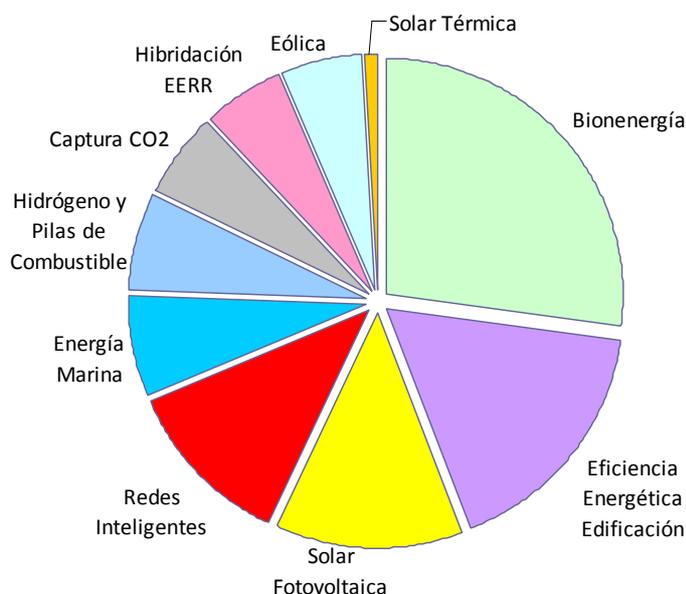
2. Programas de colaboración público-privada

Los programas de colaboración público-privada se iniciaron con los Proyectos Singulares Estratégicos y con los Proyectos CENIT, impulsores ambos de los Proyectos Demostradores de Energía, y han conducido a la aparición de los Proyectos INNPACTO en el marco de la Estrategia Estatal de Innovación.

El objetivo fundamental del Programa INNPACTO es propiciar la creación de proyectos en cooperación entre organismos de investigación y empresas para la realización conjunta de proyectos de I+D+i que ayuden a potenciar la actividad innovadora, movilicen la inversión privada, generen empleo y mejoren la balanza tecnológica del país. Son proyectos de desarrollo experimental con los que se pretende, además, crear empresas innovadoras y orientar la actividad de empresas ya existentes hacia la actividad innovadora.

Los proyectos de colaboración público-privada en curso del área de energía son de alto interés estratégico nacional, impulsan un desarrollo energético sostenible y garantizan la explotación de los resultados. Las áreas temáticas que cubren pretenden dar respuesta a los principales problemas de dependencia energética e impacto ambiental que existen actualmente en España. Como ejemplo, en la figura 10.1.1 pueden verse las líneas temáticas, y su porcentaje de financiación, apoyadas en energía dentro de las convocatorias de Proyectos Singulares Estratégicos 2005-2011 (incluyendo los Proyectos Demostradores de Energía), y la convocatoria INNPACTO 2010-2013.

Figura 10.1-1 Proyectos Singulares Estratégicos 2005-2011/convocatoria Innpacto 2010-2013



Fuente: Ministerio de Ciencia e Innovación

Este impulso de los proyectos de colaboración público-privada a la capacidad productora de energías renovables y a la eficiencia energética, con tecnología

completamente nacional, contribuye a situar a España a la cabeza tecnológica de los países productores de energías renovables, con especial relevancia de la bioenergía, energía solar fotovoltaica, energía marina, eólica, etc., todo ello sin olvidar la generación distribuida, la eficiencia energética en la edificación y los procesos avanzados de captura de CO₂.

Finalmente, cabe destacar la reciente creación de ALINNE, la Alianza para la Investigación e Innovación Energéticas, **un gran pacto nacional público-privado que nace con el reto de reforzar el liderazgo internacional de España en energía**. Este nuevo instrumento ofrecerá respuestas a los grandes retos de las actividades de I+D+i en el ámbito del sector energético, contribuirá a la definición de una estrategia nacional que ordene las políticas y programas públicos con las prioridades y necesidades de España en la materia, y jugará un papel protagonista en la fijación de una posición española común ante cada una de las situaciones que se planteen en materia de ciencia e innovación energética.

Objetivos concretos de la actividad de la Alianza son:

- Avanzar hacia una asignación más eficiente de los recursos públicos y privados dedicados a I+D+i energética, siguiendo criterios de excelencia científica y de generación de masa crítica, a nivel de grupos y Centros de investigación, iniciativas empresariales, etc, para garantizar su viabilidad y competitividad.
- Acelerar el desarrollo y la consolidación de nuevas tecnologías energéticas sostenibles mediante la integración de las capacidades existentes en centros públicos y empresas.
- Promover vínculos efectivos y estables de colaboración entre el sector público y el privado a partir de una agenda compartida.
- Identificar segmentos o nichos de futuro, tanto en el ámbito de la investigación fundamental como en el relacionado con el desarrollo tecnológico y empresarial.
- Favorecer la coordinación y participación en iniciativas internacionales, especialmente a nivel europeo, por ejemplo, los Programas Marco, las Iniciativas Industriales Europeas (EII), las Iniciativas Tecnológicas Conjuntas (JTI), las Plataformas Tecnológicas Europeas (ETP) o las *Knowledge and Innovation Communities* (KIC).

Estimular y coordinar la participación española en la Alianza Europea de Investigación en Energía (EERA), impulsada inicialmente por los centros públicos de I+D europeos más relevantes en este campo. Esta iniciativa agrupa a gran parte del sector privado y público europeo y se ha convertido en un instrumento esencial para la puesta en marcha del Plan Estratégico en Tecnologías Energéticas (SET-Plan).

El marco nacional de apoyo a la I+D+i ha facilitado que España alcance una posición de liderazgo en energías renovables, con grandes empresas y centros tecnológicos de investigación y desarrollo de prestigio internacional, como el CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) y el CENER (Centro Nacional de Energías Renovables).

10.1.2 Programas europeos

VII Programa Marco de Investigación y Desarrollo Tecnológico 2007-2013

La principal iniciativa comunitaria de fomento y apoyo a la I+D+i en la Unión Europea es el Programa Marco, teniendo como objetivo principal la mejora de la competitividad mediante la financiación fundamentalmente de actividades de investigación, desarrollo tecnológico, demostración e innovación en régimen de colaboración transnacional entre empresas e instituciones de investigación pertenecientes a los países de la Unión Europea, a Estados Asociados y a terceros países. En la actualidad está vigente el VII Programa Marco, aunque ya se está trabajando en la elaboración del **Octavo PM**.

El sector de la energía es una de las prioridades del Programa de Cooperación del VII Programa Marco. El objetivo en este ámbito es adaptar el actual sistema energético a uno más sostenible, con menor dependencia de los combustibles importados y basado en la diversificación de fuentes energéticas, particularmente renovables y no contaminantes, otorgando especial importancia a temas de eficiencia energética, incluido el uso racional y el almacenamiento de energía. Asimismo se abordan retos como la seguridad de suministro y el cambio climático, a la vez que se incrementa la competitividad de las industrias europeas.

Las acciones de I+D+i se estructurarán en torno a los siguientes temas:

- Mejora de la eficiencia energética a lo largo de todo el sistema energético.
- Aceleración de la introducción de las fuentes de energía renovables.
- Descarbonización de la generación energética; aplicación al transporte.
- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Diversificación de las fuentes de energía europeas.
- Incremento de la competitividad de la industria europea, incluyendo una mayor implicación de las PYMEs.

Se da prioridad a proyectos encuadrados dentro de las siguientes actividades:

- Hidrógeno y pilas de combustible.
- Generación de Electricidad con Renovables.
- Producción de Combustibles Renovables.
- Uso de renovables para calefacción y refrigeración.
- Tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂.
- Tecnologías limpias de carbono.
- Redes de energía Inteligentes.
- Eficiencia Energética y Ahorro.
- Generación de conocimientos destinados al diseño de la política energética.

El órgano instructor del Programa Marco en España es el CDTI.

El Programa Marco es una de las principales fuentes de financiación de los instrumentos que la Unión Europea ha puesto en marcha los últimos años para tratar de acelerar el desarrollo a gran escala de nuevas tecnologías energéticas, tales como las *Plataformas Tecnológicas (PTE)*, el *Programa Energético Europeo para la Recuperación (EEPR)* y por último, pero como más relevante, el *Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (SET-Plan)*, que se detalla a continuación.

Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (SET-Plan)

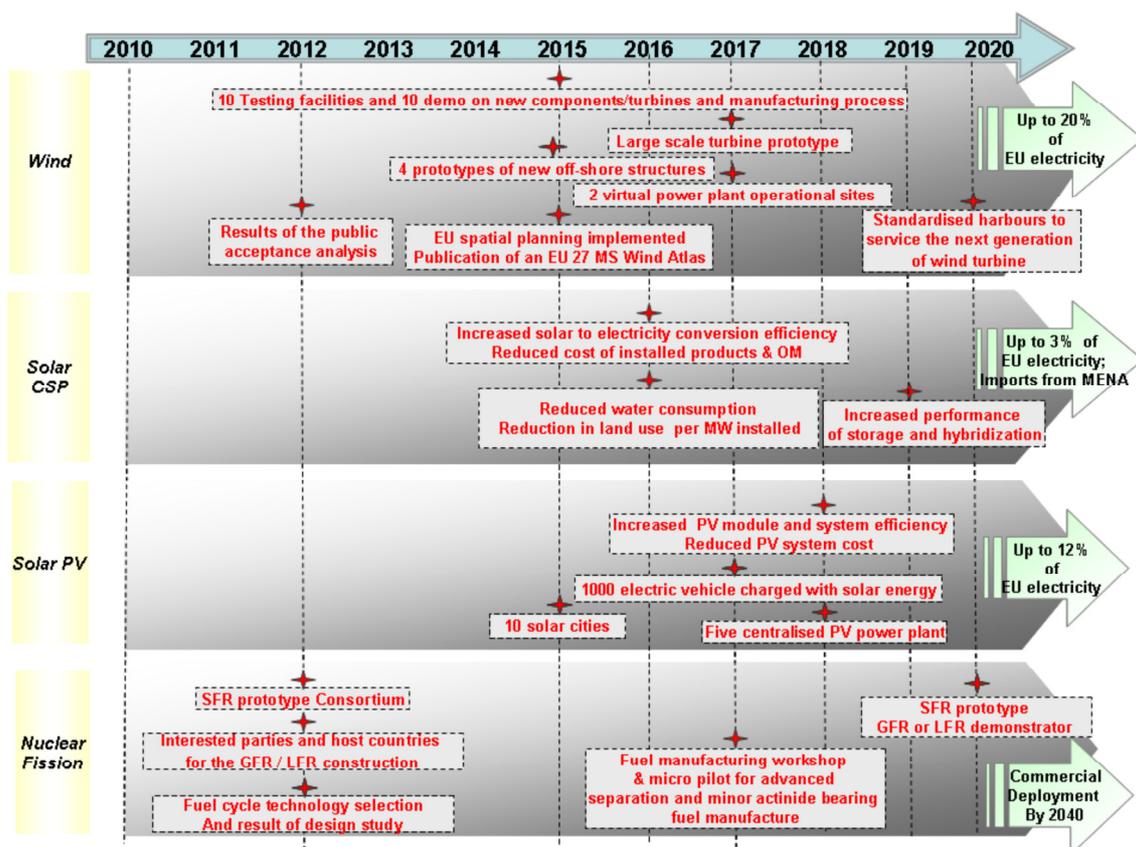
La Comisión Europea presentó en 2007 el SET-Plan en el marco de la Política Europea de Energía y Cambio Climático, con el objeto de constituir una hoja de ruta para una investigación coordinada que acelere el desarrollo de tecnologías de bajas emisiones de carbono, limpias, eficientes, a precios asequibles y su penetración en el mercado a gran escala.

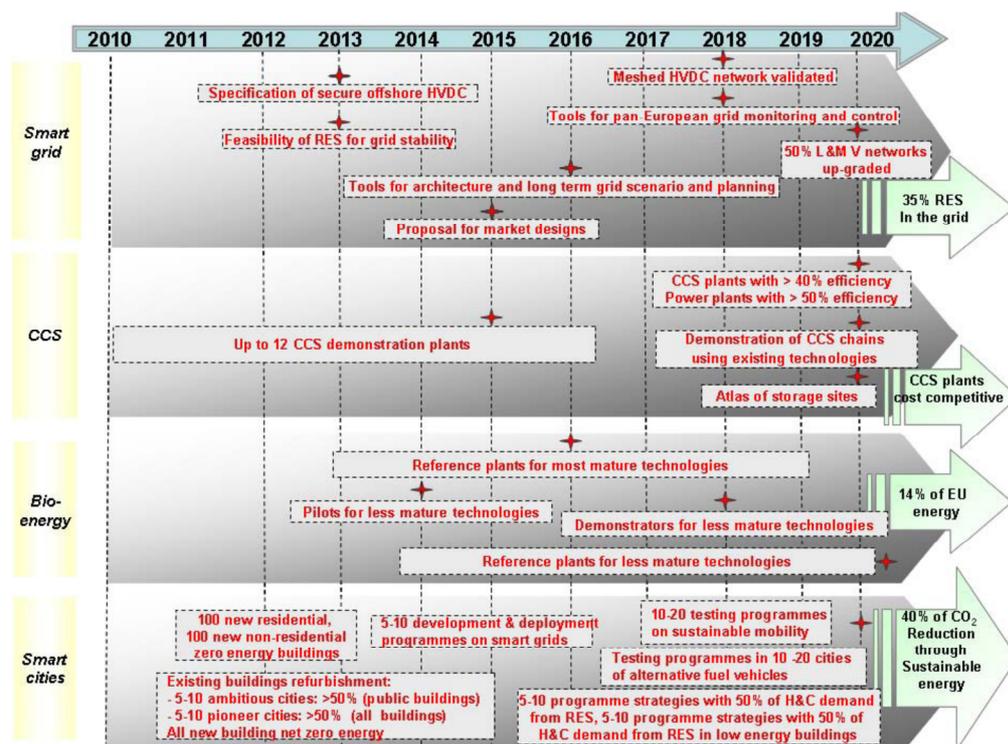
Este plan describe acciones concretas para trabajar de manera coordinada y aunar los esfuerzos del mundo científico e industrial. Establece una selección de tecnologías con alto potencial, una planificación común en actuaciones y unas estimaciones presupuestarias necesarias para la inversión.

Así, las prioridades estratégicas que establece el SET-Plan son la base de todas las actividades de investigación, de la cooperación internacional, de los programas de financiación, etc.

A continuación se representan las líneas tecnológicas estratégicas propuestas por el SET-Plan en el horizonte temporal 2010-2020:

Figura 10.1.2: Líneas tecnológicas estratégicas propuestas por el SET-Plan





Fuente: European Biofuels Technology Platform. *EIBI Implementation Plan (05.11.2010)*

El SET-Plan se sustenta en dos pilares principales: las Iniciativas Industriales Europeas (*European Industrial Initiatives-EII*) y la Alianza Europea de Investigación en Energía (*European Energy Research Alliance-EERA*).

- Iniciativas Industriales Europeas (EIs) y Joint Technology Initiatives (JTIs)

Se trata de iniciativas con un marcado carácter de liderazgo desde la industria que adoptan la forma de consorcios público-privados (*public-private partnerships*) o programas conjuntos (*joint programmes*) entre distintos Estados miembro.

Actualmente existen 8 EIs centradas en sectores estratégicos (captura, transporte y almacenamiento de CO₂; bioenergía; redes eléctricas; tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible; energía nuclear sostenible; eficiencia energética- ciudades inteligentes-; energía solar y energía eólica), en los cuales el trabajo cooperativo a nivel europeo posibilite afrontar con mayores garantías los retos del panorama energético a través de la inversión para la participación de la industria en proyectos de investigación y demostración, el impulso de la innovación y la implantación comercial de tecnologías innovadoras.

El trabajo de estas iniciativas se está dirigiendo al desarrollo de grandes programas con proyectos de demostración donde adquirir un mayor conocimiento de las tecnologías, estudiar su factibilidad, optimizar sus prestaciones hacia la reducción de costes, ensayar soluciones innovadoras, etc. Además estas actividades de demostración se complementan en la mayoría de los casos con amplios programas de I+D y otras acciones de apoyo como la formación.

Más adelante se expondrán con más detalle las iniciativas relativas a los sectores tecnológicos del PER y sus planes de implementación: bioenergía, energía solar y energía eólica.

- Alianza Europea de Investigación en Energía (EERA)

Alianza fundada por varios institutos de investigación europeos con el objetivo de acelerar el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas a través del fortalecimiento, expansión y optimización de las capacidades de investigación. Se trata de armonizar los recursos nacionales y comunitarios a nivel de infraestructuras y financiación y de potenciar las sinergias existentes y la coordinación de recursos (capital humano e infraestructuras científico-tecnológicas).

La EERA contribuye a la implementación del SET-Plan, proporcionando la visión de la estrategia europea en I+D a medio y largo plazo, y fortalece la investigación en la Unión Europea a través de la creación de programas de investigación conjuntos (*Joint Programmes*), los cuales se abastecen con recursos propios (no existe cofinanciación con la CE). Actualmente cuenta con programas en varios campos de investigación: bioenergía; captura y almacenamiento de CO₂; generación eléctrica a partir de tecnología solar de concentración; energía geotérmica; energía marina; materiales para aplicaciones nucleares; energía solar fotovoltaica; redes inteligentes y energía eólica.

- Plataformas Tecnológicas Europeas (PTE)

Constituyen otro pilar del SET Plan, proporcionando la visión de la industria para las líneas de actuación a corto y medio plazo (complementario con el de la EERA) con perspectiva tecnológica y de mercado para conseguir los objetivos fijados para 2020. Actualmente existen PTE en las siguientes áreas relacionadas con las energías renovables: biocombustibles, eólica, solar fotovoltaica, calefacción y refrigeración con renovables y redes inteligentes.

Otros esquemas europeos de financiación

A continuación se exponen otros esquemas de financiación europeos que se consideran relevantes en materia energética.

1. NER 300 (New Entrants Reserve)

Se trata de un instrumento financiero gestionado conjuntamente por la CE, el Banco Europeo de Inversiones y los Estados Miembro. Está destinado a la financiación de proyectos innovadores de energías renovables que requieran demostración a gran escala antes de su implantación industrial y de proyectos innovadores de captura y almacenamiento de CO₂.

Los fondos procederán de la venta en el mercado de carbono de hasta 300 millones de derechos de emisión (por tonelada de CO₂). El órgano instructor de las convocatorias de NER 300 en España es el Ministerio de Medio Ambiente, Rural y Marino.

2. IEE- Energía Inteligente-Europa (2007-2013)

Energía Inteligente para Europa es un programa de la Unión Europea administrado por la Agencia Ejecutiva de Competitividad e Innovación (AECI), en el ámbito del

Programa Marco de Competitividad e Innovación (CIP). Se trata de un programa no tecnológico cuyos objetivos principales son apoyar las políticas y objetivos energéticos de la UE y la creación de medios e instrumentos que promuevan el ahorro energético y las energías renovables.

La tipología de proyectos a financiar en sus convocatorias incluye: actividades encaminadas a facilitar el despliegue comercial de productos, actividades de promoción y difusión, creación de agencias locales y regionales de energía, concienciación social, etc.

El órgano instructor de las convocatorias del programa Energía Inteligente para Europa es el IDAE.

Para ampliar información respecto a instrumentos de apoyo a la I+D+i tanto a nivel nacional como europeo, se recomienda consultar la *Guía Práctica* publicada por Bioplat en 2011 “*Instrumentos de financiación nacionales e internacionales para promoción de la I+D+i*”.

10.2 ANÁLISIS SECTORIAL DE LAS LÍNEAS PRIORITARIAS DE I+D+i

A continuación se analizan las líneas prioritarias de I+D+i por sectores:

10.2.1 Sector de los biocarburantes

Ámbito europeo

La Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles (EBTP¹¹, en sus siglas en inglés), recogió en su Agenda Estratégica de Investigación, de julio de 2010, sus líneas prioritarias de actuación, que en lo que tiene que ver con la I+D+i se estructuran en torno a estos ejes:

1. Sostenibilidad

1.1. La implementación de los requerimientos de sostenibilidad en la legislación y en el mercado debería basarse en datos relevantes, transparentes y con un trasfondo científico. Para ello es esencial acelerar el desarrollo de:

- Criterios, indicadores, metodología (ACV¹² y otros) e información.
- Herramientas de modelización, monitorización y análisis.

1.2. Se necesita un mejor conocimiento de los aspectos de sostenibilidad relativos a la cadena completa de valor de los biocombustibles frente a otras cadenas de valor económicas, así como frente a los bienes no comercializables, en especial para evaluar los impactos a corto y largo plazo.

2. Mercado, marco regulatorio y concienciación pública

¹¹ www.biofuelstp.eu

¹² Análisis de Ciclo de Vida.

2.1. Para las tecnologías innovadoras de producción de biocarburantes, debe asegurarse un apoyo continuado a la I+D mediante las distintas herramientas existentes a escala europea y nacional, desarrollando programas de ayuda (incentivos fiscales, créditos) que permitan la financiación en tecnologías de demostración con cierto riesgo, y en unidades experimentales mediante consorcios público-privados.

2.2. Necesidad de aumentar la financiación pública y fortalecer el apoyo a la I+D.

3. Suministro y disponibilidad de biomasa

3.1. Necesidad de desarrollar nuevas variedades de cultivos, así como de mejorar las prácticas de cultivo y de gestión de recursos, optimizando el consumo de recursos como el agua, buscando aumentar la productividad.

3.2. Necesidad de mejorar los equipos auxiliares para reducir los costes de logística, tanto de las materias primas actuales como de las nuevas que puedan incorporarse a este mercado.

3.3. Empleo de residuos: necesidad de mejorar el ciclo de vida de los mismos y ampliar la utilización del concepto de biorrefinería.

4. Biocombustibles de algas

4.1. Los esfuerzos en I+D deberían centrarse en conseguir procesos de cultivo, cosechado, logística, conversión y utilización de co-productos de forma sostenible e integral, de forma similar al enfoque de biorrefinería aplicado a otros tipos de biocombustibles.

4.2. Necesidad de avanzar en la I+D relativa a la identificación y optimización de las cepas de algas. La optimización no debe centrarse únicamente en la obtención de altos rendimientos, sino también en aumentar la tolerancia de las cepas a la contaminación.

4.3. Asimismo, debe avanzarse en la I+D aplicada a los procesos de conversión, aprovechando en todo lo posible las sinergias existentes con los biocombustibles tradicionales.

4.4. Áreas en las que es preciso un avance significativo son: el estudio de ACV con un enfoque que abarque toda la cadena de valor, similar a otros biocombustibles, el estudio de los efectos medioambientales indirectos derivados del cultivo a gran escala de algas y el análisis de los beneficios y riesgos de emplear modificación genética, incluyendo la opinión popular así como el impacto potencial sobre la biodiversidad.

5. Procesos de conversión

5.1. Objetivos en el ámbito de los biocarburantes disponibles comercialmente: mejorar los balances medioambientales (de GEI¹³, energético, de consumo de agua, etc.) y económicos.

5.2. Objetivos en el ámbito de los biocarburantes no disponibles comercialmente:

¹³ Gases de efecto invernadero.

- Capacidad para procesar un amplio rango de materias primas asegurando procesos eficientes en cuanto a consumo energético y emisiones de CO₂, de cara a conseguir productos con un mayor valor añadido.
- Alcanzar unos balances medioambientales globales al menos tan buenos como los de los biocarburantes actualmente comercializados.
- Compatibilidad total con los combustibles tradicionales en cuanto a infraestructuras y composición.

5.3. Con la perspectiva centrada en el análisis de cadenas de valor integrales, debería prestarse una especial atención a:

- Biología sintética para producir biocombustibles *drop in* (de alto valor añadido porque sus propiedades físicas y químicas son totalmente compatibles con las infraestructuras existentes para los combustibles convencionales).
- Conversión catalítica y química de la biomasa.

El trabajo de la EBTP constituye la base sobre la que se ha articulado el plan de implementación de la Iniciativa Industrial Europea en el ámbito de la Bioenergía (EIBI), iniciativa que se incluye en el marco del Plan Estratégico Europeo en Tecnologías Energéticas (SET-Plan). En origen, el plan de implementación de la EIBI está redactado para el periodo 2010-2012 y en él se describen una serie de acciones que se consideran necesarias para alcanzar los objetivos de esta iniciativa. El plan de implementación define siete cadenas de valor y dos medidas complementarias, que deberían marcar las pautas a seguir en cuanto a áreas temáticas sobre las que financiar proyectos de demostración, al menos durante los próximos años:

Cadenas de valor basadas en procesos termoquímicos de conversión de la materia prima

1. Hidrocarburos y combustibles sintéticos a partir de biomasa vía gasificación (mercados principales: combustibles renovables para el sector del transporte en motores de ciclo diésel y a reacción).
2. Biometano y otros combustibles gaseosos a partir de biomasa vía gasificación (sustituyendo al gas natural y otros combustibles gaseosos).
3. Generación de energía eléctrica de alta eficiencia mediante gasificación de biomasa.
4. Vectores bioenergéticos¹⁴ a partir de biomasa mediante otros procesos termoquímicos, como la pirólisis, torrefacción, etc. (mercados principales: combustibles para generación de energía térmica, eléctrica, o como productos intermedios para ser aplicados en el sector transporte gracias a tratamientos posteriores).

Cadenas de valor basadas en procesos bioquímicos de conversión de la materia prima

¹⁴ *Bioenergy carriers*, en inglés.

5. Etanol y otros destilados procedentes de biomásas con alto contenido en carbohidratos (mercado principal: combustibles renovables en el sector transporte, gasolina E85).
6. Hidrocarburos renovables procedentes de biomásas con alto contenido en carbohidratos mediante procesos biológicos y/o químicos (mercado principal: combustibles renovables en el sector transporte para motores diésel y a reacción).
7. Producción de *bioenergy carriers* a partir de CO₂ y luz solar mediante la producción de microorganismos (algas, bacterias, etc.) y su tratamiento posterior para convertirse en carburantes y bioproductos valiosos (mercado principal: combustibles renovables en el sector transporte para motores diésel y a reacción).

Propuestas complementarias

1. Biomasa como materia prima para usos energéticos.
2. I+D+i a muy largo plazo, relacionado con cadenas de valor emergentes e innovadoras.

En noviembre de 2010 se presentó el programa de la EERA para bioenergía (*Joint Programme on Bioenergy-EERA-JPB*). En principio está centrado en biocarburantes, pero está abierto a la inclusión de otros temas relacionados con la bioenergía. El programa se encuentra estructurado en los siguientes subprogramas, con sus correspondientes cadenas de valor:

1. Procesos termoquímicos de conversión de biomasa en biocarburantes para el transporte
 - Hidrocarburos y combustibles sintéticos a partir de biomasa vía gasificación.
 - Sustitutos del gas natural y otros combustibles gaseosos a partir de biomasa vía gasificación.
 - Vectores bioenergéticos a partir de biomasa mediante otros procesos termoquímicos, como la pirólisis, torrefacción, etc.
2. Plataforma de los azúcares
 - Etanol y otros destilados procedentes de biomásas con contenido en azúcares (mercado principal: combustibles renovables en el sector transporte, gasolina E85).
 - Hidrocarburos renovables procedentes de biomásas con contenido en azúcares mediante procesos biológicos y/o químicos (mercado principal: combustibles renovables en el sector transporte para motores diésel y a reacción).
3. Producción de biocarburantes a partir de algas
 - Macroalgas: cultivo, recolección, conversión y análisis de ciclo de vida.
 - Microalgas: cultivo, recolección, producción de lípidos y/o almidón a partir de microalgas, concepto de biorrefinería.
4. Temas transversales en bioenergía: alinear las actividades de investigación de la EERA en el ámbito de la producción de materia prima lignocelulósica; actividades conjuntas de investigación en sistemas de producción sostenible en el ámbito del

despliegue a gran escala de producción de biocarburantes vía (i) ruta del azúcar, (ii) ruta termoquímica, (iii) ruta de las algas.

Ámbito nacional

La Plataforma Tecnológica Española de la Biomasa (BIOPLAT) presentó en 2008 el documento de líneas estratégicas de investigación del sector. En 2011 esta plataforma elaboró el Plan de Implementación a 2015, en el que las anteriores líneas de investigación han sido debidamente actualizadas y contextualizadas teniendo en cuenta el marco europeo de la I+D (actualización de la Agenda Estratégica de Investigación de la Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles EBTP en 2010, resultados del 7º Programa Marco, SET-Plan, etc.). Las cadena de valor de este plan definidas para el sector de los biocarburantes son las siguientes:

- **IV CADENA DE VALOR: Conversión de azúcares y almidón en bioetanol**
 - Retos tecnológicos:

Dado que la tecnología está ya en un status comercial, los retos tecnológicos están centrados en la optimización de la tecnología para aumentar la eficiencia de producción y sostenibilidad.

 - ✓ Optimización del proceso-aumento eficiencia energética:
 - La tecnología que se ha descrito tiene un consumo energético elevado, debido a los aportes térmicos necesarios en los procesos de cocción, de destilación de la mezcla etanol-agua (15% de etanol) y de secado del producto final. En la industria se usa habitualmente gas natural para suministrar esta energía.
 - La optimización de estos consumos energéticos, y el uso de fuentes de energía térmica renovables, como la propia biomasa repercutirá en la mejora de las emisiones de ciclo de vida del producto.
 - Retos no tecnológicos:
 - ✓ Certificación sostenibilidad:
 - Puesto que la sostenibilidad es un aspecto que se va a exigir a los productores, como cumplimiento de la Directiva de Energía Renovable de la UE, en la que se establecen mínimos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para que el producto pueda considerarse biocarburante, será necesario el desarrollo de procedimientos claros y herramientas accesibles para que los productores puedan certificar sus productos como sostenibles.
 - ✓ Valorización de subproductos:
 - Se deben desarrollar aplicaciones que aumenten el valor de las corrientes de subproductos, lo que repercutirá en la rentabilidad de las plantas. Estos subproductos se emplean actualmente como alimentación animal o como energía.
 - ✓ Aumento de porcentaje en mezclas con combustibles tradicionales:
 - Si bien el uso del bioetanol está permitido en mezclas con gasolina hasta un 10% en volumen en gran parte de los motores convencionales de gasolina, se tiene que realizar un esfuerzo para la mayor penetración del producto, y en la introducción de los

denominados vehículos flexibles, que pueden funcionar con mezclas de hasta el 85% de bioetanol.

• **V CADENA DE VALOR: Conversión de biomasa lignocelulósica por procesos bioquímicos en alcoholes**

○ Retos tecnológicos:

- ✓ Desarrollo de nuevas enzimas, reducción de costes de producción y optimización de las mezclas enzimáticas:
 - Las enzimas son a día de hoy el factor que más impacta en el coste de producción del bioetanol lignocelulósico. Por esto se tiene que trabajar en el desarrollo de microorganismos productores de estas enzimas a menor coste, y en desarrollo de cocteles enzimáticos más activos, que reduzcan el consumo específico de éstas, y consecuentemente su impacto en el coste de producción.
- ✓ Nuevas configuraciones de hidrólisis y fermentación:
 - El proceso se puede optimizar mediante la puesta en práctica de mejoras en la fermentación, haciendo más eficiente la conversión de azúcares de cinco carbonos.
- ✓ Optimización sistemas de pretratamiento/fraccionamiento de biomasa:
 - El proceso inicial de pretratamiento tiene un gran impacto en la eficiencia de los procesos bioquímicos aguas abajo, y tiene además un importante impacto en la eficiencia energética de todo el proceso, por lo que muy conveniente su optimización, y tratar de hacerlo menos agresivo para degradar lo mínimo posible la materia prima. Asimismo, es posible llevar a cabo procesos de fraccionamiento en los que se separen las fracciones de la biomasa tras el pretratamiento en corrientes de xilosa, celulosa y lignina puras que se procesan por separado. Esto repercutirá positivamente en la calidad de la lignina y en la eficiencia de las fermentaciones.

○ Retos no tecnológicos:

- ✓ Demostración preindustrial:
 - Dado que la tecnología de producción de etanol a partir de biomasa lignocelulósica se ha demostrado de forma exitosa, el próximo paso importante es dar el salto a la escala preindustrial, y poder producir de forma comercial el bioetanol celulósico.
- ✓ Certificación sostenibilidad:
 - Sirve de aplicación lo explicado en la anterior cadena de valor IV.

• **VI CADENA DE VALOR: Gasificación de biomasa y conversión catalítica o bioquímica en biocarburantes.**

○ Retos tecnológicos:

- ✓ Desarrollo sistemas de purificación, limpieza y acondicionamiento del gas de síntesis:

- Se tienen que desarrollar tecnologías para eliminar los alquitranes, componentes inorgánicos como alcalinos, amoníaco, cloro etc., de forma eficiente, viable y duradera, y aprovechando el calor sensible del gas efluente del gasificador. Se está investigando en todo tipo de tecnologías, como lavado de gases con compuestos orgánicos, reformado catalítico de alquitranes o craqueo térmico. Estos requerimientos de limpieza son mucho más exigentes que los establecidos para aplicaciones térmicas o eléctricas del gas de síntesis.
- ✓ Incorporación de la estrategia de intensificación de procesos e integración de procesos unitarios para mejora de eficiencia: concepto de biorrefinería:
 - La intensificación de procesos es una estrategia tecnológica de diseño y aplicación de sistemas de reacción altamente eficientes, que permite reducir el tamaño y los costes de las plantas químicas. Estas tecnologías resultan muy adecuadas para reacciones químicas muy rápidas y exotérmicas. Así por ejemplo, se debería avanzar en el desarrollo de nuevos reactores catalíticos de alta eficacia (microrreactores). Por otra parte, ha de tenerse muy en cuenta en dicha estrategia la integración/combinación de procesos unitarios que también se mejoran la eficiencia energética y la productividad de la reacción mediante, por ejemplo, la aplicación de reactores de membranas catalíticos que puedan mejorar las condiciones de reacción mediante la retirada de productos en el medio de reacción, etc., o por la incorporación del propio concepto de biorrefinería en el que se diseña el proceso global considerando el aprovechamiento de corrientes de productos y/o calores residuales de diferentes procesos parciales.
- ✓ Optimización diseño y operación catalizadores:
 - Las actividades deben ir dos líneas, por una parte, desarrollar nuevos catalizadores más eficientes para procesos que aún no son comerciales, como la síntesis de etanol, y por otra parte el desarrollo de sistemas de reacción innovadores que optimicen las reacciones de síntesis, como por ejemplo, la aplicación de reactores de membranas catalíticos que puedan mejorar las condiciones de reacción mediante la retirada de productos en el medio de reacción.
- Retos no tecnológicos:
 - ✓ Escalado demostración-preindustrial:
 - Dado que la tecnología se ha demostrado de forma exitosa, el próximo paso importante es dar el salto a la escala preindustrial, y poder producir de forma comercial el diésel, queroseno, dimetil éter, etc.
 - ✓ Homologación del combustible:
 - Para que los nuevos combustibles puedan ser usados de forma masiva, evitando riesgos en los motores, y evitar rechazo por parte de los fabricantes, tienen que ser homologados en estándares claros de usos en motores.
 - ✓ Certificación sostenibilidad:
 - Sirve de aplicación lo explicado en la anterior cadena de valor IV.
 - ✓ Ensayos en flotas:

- Demostrar la calidad de estos biocombustibles mediante ensayos en flotas cautivas, en las que se controle de cerca el combustible, y con visibilidad suficiente para crear confianza en los usuarios finales.
- ✓ Desarrollo de infraestructuras de uso del producto:
 - Se debe trabajar en la red de infraestructura de distribución de los carburantes, para que puedan penetrar en el mercado y estar disponible para los consumidores. Esto tiene especial impacto en el caso de combustibles sintéticos gaseosos (como el gas natural sintético o el dimetileter), pues la infraestructura actual está diseñada casi exclusivamente para carburantes líquidos.
- **VIII CADENA DE VALOR: Conversión pirolítica térmica y catalítica de biomasa lignocelulósica y upgrading**
 - Retos tecnológicos:
 - ✓ Nuevos catalizadores para aumentar el rendimiento del proceso:
 - Evaluar la posibilidad de empleo de catalizadores para aumentar la eficiencia del proceso, mejorar el bioaceite del mismo reduciendo los compuestos oxigenados, etc.
 - ✓ Estabilidad del aceite de pirólisis:
 - Valorar las posibilidades de mejorar la estabilidad de aceite de pirólisis para su almacenamiento y posterior empleo en aplicaciones diversas: motores, turbinas, etc.
 - ✓ Upgrading para el procesado en unidades de refinería:
 - Evaluar las etapas necesarias para poder incluir una línea de bioaceite de pirólisis en una refinería actual, y en las futuras biorefinerías.
 - ✓ Pirólisis de residuos limitados para su combustión. Otras posibilidades de valorización de estos residuos:
 - Investigación de las posibilidades de valorización de residuos complejos, o con alto contenido en metales y cenizas, susceptibles de sinterización a unos 500-600 °C. Nuevas posibilidades de valorización de los residuos domésticos.
 - .
 - Retos no tecnológicos:
 - ✓ Proyectos piloto y demostración de hidrogenación de aceites:
 - Proyectos piloto de viabilidad tecno-económica del escalado de este tipo de instalaciones en un funcionamiento en modo continuo/pre-industrial.
 - ✓ Homologación del combustible:
 - Caracterización y upgrading necesarios para la homologación del combustible, de forma similar a otros tipos de combustibles estandarizados.
 - ✓ Integración en otras unidades industriales (p.e. refinerías).
- **IX CADENA DE VALOR: Conversión catalítica de azúcares en combustibles y químicos**

- Retos tecnológicos:
 - ✓ Investigación en catalizadores y procesos de conversión de azúcares:
 - Desarrollo de catalizadores que conviertan los azúcares en los productos identificados, y el proceso asociado para llevar a cabo la reacción catalítica. Estos catalizadores deben ser heterogéneos -para evitar complejos procesos de separación-, basados en materiales baratos, y suficientemente robustos para soportar los componentes procedentes de la biomasa.
 - ✓ Investigación en microorganismos para conversión avanzada de azúcares:
 - Se tiene que desarrollar, aplicando técnicas de biología molecular microorganismos específicamente diseñados para llevar a cabo las conversiones deseadas de los azúcares en los productos seleccionados.
 - ✓ Desarrollo de procesos asociados para extracción de componentes:
 - Los productos generados en los procesos anteriores no son de aplicación directa en la mayoría de los casos por lo que tiene que ser separados y transformados en otros compuestos finales, los procesos empleados son habituales en la industria petroquímica pero deben de ser adaptados para la nueva aplicación.
 - ✓ Procesos de purificación de las corrientes para llevar a cabo las conversiones:
 - Las corrientes de azúcares procedentes de biomasa tienen muchas impurezas, de forma que en muchos casos deben ser eliminados componentes que inhiben los catalizadores o los microorganismos aguas abajo, o incluso los azúcares han de ser extraídos de la corriente para alcanzar elevados niveles de pureza.
- Retos no tecnológicos:
 - ✓ Homologación del combustible:
 - Los combustibles producidos mediante esta cadena de valor son en muchos casos nuevas moléculas cuyo uso no está certificado actualmente. Por lo tanto, se tiene que llevar a cabo las acciones para homologar los combustibles correspondientes, tanto gasolina, diésel, como combustible de aviación.
 - ✓ Homologación, para otras aplicaciones, de los productos no energéticos:
 - Para las otras aplicaciones señaladas, se tendrán que llevar a cabo igualmente acciones de homologación para certificar la validez para sustituir a los productos que actualmente se usen en las aplicaciones correspondientes.
- **X CADENA DE VALOR: Plataforma aceites (conversión convencional + hidrotratamiento + pirólisis + tratamiento en otras unidades de refinería solo o conjuntamente con el combustible fósil)**

- Retos tecnológicos:

- ✓ Optimización del sistema catalítico para viabilidad técnica del proceso:
 - Dado que el sistema debe enfrentarse a alimentaciones de diferente naturaleza siendo clave su contenido en metales, Cl, etc. Además estas alimentaciones pueden requerir del catalizador actividad de hidrocraqueo o de hidroisomerización que no requerirían las alimentaciones exclusivamente fósiles.
- ✓ Integración del proceso con procesos convencionales de producción de combustibles (refinería). Escala demo- industrial:
 - El reto está en integrar el procesado de biolíquidos a escala industrial afrontando las modificaciones necesarias sin causar problemas operativos en el funcionamiento conjunto de las unidades.
- ✓ Desarrollo de procesos de transformación a biocarburantes:
 - Involucran los aspectos del proceso además de los catalíticos dada la naturaleza de los biolíquidos procesados y su necesidad de craqueo -isomerización para el diseño del producto deseado, según se ha explicado anteriormente.
- Retos no tecnológicos:
 - ✓ Homologación del combustible:
 - Para que los nuevos combustibles puedan ser usados de forma masiva, evitando riesgos en los motores, y evitar rechazo por parte de los fabricantes, tienen que ser homologados en estándares claros de usos en motores.

Por último, se destacan los principales centros tecnológicos nacionales dedicados a la I+D en el ámbito de los biocarburantes: CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas), CENER (Centro Nacional de Energías Renovables) y CEDER-CIEMAT (Centro de Desarrollo de Energías Renovables).

10.2.2 Sector del Biogás

A pesar de que las tecnologías de captación de biogás en vertederos y la producción de biogás en digestores anaerobios son tecnologías maduras, existe aún margen de mejora en determinadas áreas de los procesos de digestión anaerobia.

Ámbito europeo

Aunque en el marco del SET-Plan no existe una plataforma tecnológica específica para biogás, ya en la comunicación de la Comisión Europea “Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (“Hacia un futuro con baja emisión de carbono”) se incluían varias referencias al biogás:

1. *Uso del biogás como biocarburante*

2. *Obtención de hidrógeno a partir de biogás*

Además, la Plataforma Tecnológica Europea de Climatización Renovable (RHC-Platform) apunta al potencial que presenta el biogás en su aplicación a *district*

heating, destacándolo como uno de los vectores energéticos cuyo potencial aún no ha sido suficientemente desarrollado.

También otra Plataforma Tecnológica Europea, la de Biocombustibles, recoge el potencial del uso del biogás como biocarburante, argumentando que a medida que ganen cuota de mercado los vehículos adaptados para el uso de gas natural comprimido, se facilitará el desarrollo de dicho potencial.

Ámbito nacional

En el Plan de Implementación a 2015 elaborado por Bioplat se actualizan las Líneas Estratégicas de Investigación a nivel nacional teniendo en cuenta el marco europeo de la I+D (actualización de la agenda estratégica de investigación de la Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles EBTP en 2010, publicación del documento de visión a 2020, 2030 y 2050 de la Plataforma Tecnológica Europea de Climatización Renovable RHC-Platform en 2011, resultados del 7º Programa Marco, SET-Plan, etc.). En este plan de Bioplat, la producción y uso del biogás se incluye tanto para aplicaciones termoeléctricas como para su uso en el sector transporte. Los principales retos identificados son los siguientes:

- **Retos tecnológicos:**
 - ✓ Optimización diseño y operación digestores:
 - Para que la digestión anaerobia, en función de la/s materia/s prima/s, tenga lugar en las condiciones más eficientes, hay que controlar una serie de parámetros ambientales, por ejemplo el pH, la alcalinidad, la presencia de inhibidores bacterianos, etc., y de tipo operacional tales como la temperatura, la agitación, el tiempo de retención, etc.
 - ✓ Acondicionamiento del biogás:
 - Desarrollo de sistemas de acondicionamiento del biogás para su inyección a red (biometano). Sistemas de separación de gases y sistemas de limpiezas de otros contaminantes para conseguir un elevado porcentaje de metano en la corriente de gas.
 - Desarrollo de sistemas de acondicionamiento (eliminación de partículas y contaminantes) del biogás para su aprovechamiento energético.
 - ✓ Co-digestión: maximizar el rendimiento en la producción de biogás:
 - La co-digestión es el proceso mediante el cual tiene lugar la degradación anaeróbica conjunta de materiales orgánicos fácilmente digeribles. Con ello se consiguen sinergias por la complementariedad en cuanto a la disposición de recursos, ya que algunos de ellos o son estacionales o disponen de una composición a partir de la cual no se generaría biogás en cantidad y calidad. Es importante destacar aquí las labores de pretratamiento que serían necesarias en cada caso, dependiendo de las materias primas empleadas.
 - ✓ Hibridación con otras tecnologías:
 - En aplicaciones termoeléctricas, el biogás producido puede ser empleado con otras tecnologías energéticas renovables y convencionales. Un ejemplo de ello sería la hibridación con la energía solar termoeléctrica, de tal forma que permitiría a ésta ser gestionable, con las ventajas asociadas que esto tiene, cuando se

utilice para producción eléctrica, desde el punto de vista de gestión del sistema eléctrico nacional.

- ✓ Valorización del digestato:
 - Aprovechamiento del valor fertilizante de los nutrientes (N, P, K) y oligoelementos presentes, así como su valor de enmienda orgánica, para uso en agricultura. Desarrollo de métodos de separación de contaminantes y eliminación de patógenos.
 - Evaluación de beneficios agronómicos de la utilización de diferentes digestatos como sustitutivos parciales de fertilizantes minerales.

○ **Retos no tecnológicos:**

- ✓ Integración del uso de biomasa para generación térmica y eléctrica en otras unidades industriales (refinerías, cementeras, etc.):
 - En la actualidad, y tal como se ha comentado anteriormente, el biogás es cautivo, lo que dificulta su empleo energético en lugares alejados de los centros de producción. En España hay determinadas instalaciones que tienen consumos de energía destacados, y ejemplos de ellos podrían ser las azulejeras, ladrilleras, refinerías, cementeras, etc., en las cuales se puede emplear este biocombustible en mayor o menor medida, según el caso. Esto traería ventajas desde el punto de vista medioambiental por las emisiones que se dejarían de emitir a la atmósfera al sustituir fuentes de energía convencionales.
- ✓ Homologación del combustible:
 - Es preciso que se fijen unos parámetros mínimos en cuanto a la composición que debe tener el biogás para poder ser empleado éste de manera directa en motores de gas. Dependiendo del modo de transporte de aquél (en tanques cisternas licuado o a través de red), los parámetros exigidos pueden variar. En todo caso, la participación de los fabricantes de motores a gas es importante, dada la experiencia que ya se tiene en otros países de la Unión Europea.
- ✓ Mejora en los parámetros de emisiones:
 - Dependiendo de la aplicación del biogás, las emisiones resultantes del proceso de transformación energética se tienen que ajustar en todo momento a través de la legislación publicada al efecto.
- ✓ Optimización de los sistemas de almacenamiento para transporte del biogás
- ✓ Inyección en red:
 - Se necesita definir un marco al que se acojan los productores de biogás que posibilite la inyección de biogás a red, para luego ser empleado éste en lugares alejados de los centros de producción, en aplicaciones como la generación eléctrica (de manera individual o híbrida con otras tecnologías energéticas, renovables o convencionales), en aprovechamientos térmicos (individuales o industriales), como carburante en transporte, en pilas de combustible, como precursor de otros productos, etc. En todo caso es preciso recoger la composición química que debería tener dicho biogás para poder ser inyectado en red, así como los requisitos legales que se debería cumplir por parte del productor ante el sistema gasista y ante el propietario de la red de transporte y/o

distribución de gas natural. Asimismo, es necesario también definir un marco de retribución económica por cada unidad inyectada, por similitud con lo realizado en el sector eléctrico.

- ✓ Aspectos legislativos - Tratamiento residuos:
 - La generación de biogás está incentivada a través de su uso directo para la generación de energía eléctrica. La falta de legislación dificulta dichos otros posibles usos alternativos. Los aspectos que deben desarrollarse son:
 - Normativa y estandarización sobre los condicionantes técnicos y físicoquímicos para la inyección del biogás a la red de distribución, de acuerdo con los estándares que se están desarrollando en Europa.
 - Marco retributivo para la inyección de biogás en la red de distribución o transporte, semejante al régimen especial de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
 - Normativa y estandarización del uso de biogás para el transporte.
 - Normalización del digestato para su aplicación en agricultura.

Estas líneas de investigación mencionadas por Bioplat han sido desarrolladas en el marco de proyecto singular estratégico PROBIOGAS. Además, PROBIOGAS ha detectado en el ámbito de investigación otra serie de áreas, en las que será necesario profundizar durante el periodo de vigencia de este plan:

- Desarrollo de nuevas técnicas de co-digestión anaerobia (incluidos pretratamientos) para aquellos residuos agroindustriales más frecuentes y con mayores posibilidades en España.
- Determinación de la cantidad y disponibilidad de materias primas, su potencial de producción y la sostenibilidad de su utilización.
- Profundizar en nuevas aplicaciones del biogás. Aparte de las mencionadas por Bioplat (generación eléctrica y transporte), cabría destacar otras aplicaciones, como la inyección en redes de gas natural, el uso en pilas de combustible o el uso térmico directo.
- Estudio de las interrelaciones entre poblaciones microbianas y los parámetros de operación de digestores anaerobios.
- Demostración de la viabilidad y sostenibilidad a escala industrial de las plantas de co-digestión anaerobia de diferentes residuos agroindustriales generados en España.

Por último, se destacan los principales centros tecnológicos nacionales dedicados a la I+D en el ámbito del biogás: GIRO (Gestión Integral de Residuos Orgánicos) y AINIA.

10.2.3 Sector de la Biomasa

Ámbito europeo

La Plataforma Tecnológica Europea de Climatización Renovable expone en su resumen ejecutivo del Documento de Visión del panel de biomasa, de julio de 2010, las actuaciones a realizar en los siguientes aspectos:

1. Aspectos técnicos y logísticos

- Desarrollo de las prácticas agrícolas y forestales de la biomasa producida a partir de cultivos y otras fuentes biomásicas adicionales.
- Estudios de potencial de producción y potencial de mercado con criterios de sostenibilidad.
- Desarrollo de combustibles de coste competitivo, alta calidad y alta densidad energética, a partir de diversas fuentes de biomasa, como la vía de pretratamiento, mezclas, compactación, etc.
- Desarrollo de cadenas de valor de valorización energética de materias primas agrícolas y forestales con criterios de sostenibilidad (mejora de la logística -maquinaria, métodos de recogida, transporte y almacenamiento- y sus procesos asociados para el abastecimiento de plantas de biomasa).
- Desarrollo de soluciones para aumentar la eficiencia del sistema y reducir las emisiones (por ejemplo de partículas) procedentes de estufas y calderas, mediante propuestas primarias y secundarias.
- Desarrollo de plantas de cogeneración de pequeño tamaño con alto nivel de fiabilidad y eficiencia.
- Alta fiabilidad, capacidad de carga y flexibilidad de combustible, junto con una alta eficiencia en plantas de cogeneración de gran tamaño.
- Reducción de las emisiones de CO₂ y desarrollo de soluciones para obtener emisiones negativas de carbono.

2. Aspectos legislativos

- Estudio/análisis de un sistema de certificación de materias primas, productos y coproductos.
- Campañas de información para productores y otros agentes de la cadena de suministro de la biomasa.
- Formación específica para actores clave en el sector de la construcción (arquitectos, ingenieros, constructores de edificios prefabricados, diseñadores, usuarios finales).
- Formación de instaladores de nuevos sistemas de biomasa y sistemas combinados (con otras fuentes renovables, climatización de edificios, etc.).
- Percepción del sector en la sociedad.
- Procedimientos administrativos más simples y eficaces.
- Desarrollo de mecanismos efectivos y eficientes de apoyo al calor de origen bioenergético.

Además, Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles, según la actualización de la Agenda Estratégica de Investigación de julio de 2010 establece como prioridades de investigación y de actuación para cada uno de los apartados en los que se estructura el informe se resumen a continuación:

1. Sostenibilidad

1.1. Aspectos legislativos:

- Es necesaria una mayor claridad y coherencia de la regulación entre los estados miembro de la UE.
- Asegurar la aplicación de los criterios de sostenibilidad en todos los usos de la biomasa para contar con las mismas reglas de juego en todos los sectores y evitar la falta de aplicación de estos conceptos de sostenibilidad.

1.2. Líneas de I+D:

- La implementación de los requerimientos de sostenibilidad en la legislación y en el mercado deberían estar basados en datos relevantes, transparentes y con un trasfondo científico.

1.3. Las herramientas orientadas a la sostenibilidad y a la recogida de información deberían ser una prioridad para los programas de financiación en I+D a nivel europeo y nacional.

2. Mercado, marco regulatorio y concienciación pública

2.1. Necesidad de aumentar la financiación pública y fortalecer el apoyo a la I+D.

2.2. Aumentar la financiación pública y fortalecer el apoyo a la I+D.

3. Suministro y disponibilidad de biomasa

3.1. Criterios comunes de sostenibilidad entre distintos sectores. Las futuras estrategias políticas y de implementación deberían mejorar la coordinación y aumentar las sinergias entre los distintos sectores que emplean tierra cultivable y/o biomasa. Además de la disponibilidad sería necesario analizar los tipos y tamaños de plantas posibles/requeridos en cada país.

3.2. Elaborar curvas de coste de suministro para las materias primas nuevas y para las existentes, aportando plazos, localización geográfica, demanda y tipo de plantas.

3.3. Desarrollo de nuevas variedades de plantas/árboles (cultivos/mejora genética); mejora de las prácticas de cultivo y de gestión de recursos, optimizando el consumo de inputs como el agua, buscando aumentar la productividad.

3.4. Mejorar los equipos auxiliares para reducir los costes de logística y los requisitos para la conversión (cosechado integral, sistemas de recogida y transporte).

3.5. Desarrollar sistemas de logística a gran escala para nuevas materias primas, mejora de la cadena de suministro.

3.6. Competencia en la utilización de la biomasa: la investigación debería centrarse en definir los criterios para evaluar qué biomasa puede contribuir a impulsar un mercado de biocombustibles sostenible sin competir con otros sectores (como el alimentario).

3.7. Empleo de residuos, conseguir mejorar el ciclo de vida de los mismos y ampliar la utilización del concepto biorrefinería.

El trabajo de la EBTP constituye la base sobre la que se ha articulado el Plan de Implementación de la Iniciativa Industrial Europea en el ámbito de la bioenergía (EIBI), iniciativa que se incluye en el marco del Plan Estratégico Europeo en Tecnologías Energéticas (SET-Plan). Ese Plan de Implementación define siete cadenas de valor y dos propuestas complementarias, que deberían marcar las pautas a seguir en cuanto a áreas temáticas sobre las que financiar proyectos de demostración, al menos durante los próximos años. Respecto al área de biomasa cabe destacar:

Cadenas de valor basadas en procesos termoquímicos de conversión de la materia prima

1. Biometano y otros combustibles gaseosos a partir de biomasa vía gasificación (sustituyendo al gas natural y otros combustibles gaseosos).
2. Generación de energía eléctrica de alta eficiencia mediante gasificación de biomasa (mercados principales: plantas de generación eléctrica a gran escala, plantas de cogeneración de tamaño menor que 20 MWe).
3. Vectores bioenergéticos¹⁵ a partir de biomasa mediante otros procesos termoquímicos, como la pirólisis, torrefacción, etc. (mercados principales: combustibles para generación de energía térmica, eléctrica, o como productos intermedios para ser aplicados en el sector transporte gracias a tratamientos posteriores).

Propuestas complementarias

1. Biomasa como materia prima para usos energéticos.
2. I+D+i a muy largo plazo, relacionado con cadenas de valor emergentes e innovadoras.

Ámbito nacional

En el Plan de Implementación a 2015 elaborado por Bioplat se actualizan las líneas estratégicas de investigación a nivel nacional teniendo en cuenta el marco europeo de la I+D (actualización de la Agenda Estratégica de Investigación de la Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles EBTP en 2010, publicación del documento de Visión a 2020, 2030 y 2050 de la Plataforma Tecnológica Europea de Climatización Renovable RHC-Platform en 2011, resultados del 7º Programa Marco, SET-Plan, etc.). Las cadenas de valor de este plan para el **sector de la biomasa para generación eléctrica y térmica** son las siguientes:

- **I. CADENA DE VALOR: Utilización de biocombustibles sólidos mediante combustión directa**
 - Retos tecnológicos:
 - ✓ Desarrollo de instalaciones de combustión para multicomcombustibles biomásicos:
 - Constituye una estrategia para optimizar los costes de la biomasa y asegurar el suministro, principalmente de grandes plantas de

¹⁵ *Bioenergy carriers*, en inglés.

combustión. El desarrollo de sistemas de preparación y alimentación de las biomásas, en conjunción con las tecnologías de combustión y el diseño de los equipos de combustión, constituyen las líneas de acción más importantes en este campo.

- ✓ Reducción de las emisiones de los pequeños equipos de combustión:
 - En este campo se requiere fundamentalmente la reducción de partículas, mediante el empleo de medidas en el interior de los equipos y/o de equipos de limpieza externos viables bajo un punto de vista técnico y económico.
- ✓ Reducción de la sinterización y corrosión de los equipos de combustión:
 - Este objetivo se puede lograr, entre otras posibilidades, mediante el empleo de aditivos adecuados y/o el uso de mezclas de biomásas en la que al menos una de ellas presenta una baja tendencia a la sinterización y corrosión.
- ✓ Desarrollo de calderas y equipos de combustión para materiales herbáceos y biomásas leñosas con un contenido medio en cenizas:
 - Este reto está, por una parte, relacionado con el anterior en cuanto a que son los materiales con más alto contenido en cenizas los que suelen poseer una mayor tendencia a la sinterización y corrosión de los equipos. Además requiere de un desarrollo tecnológico en el diseño de los equipos, como la incorporación de sistemas eficaces de evacuación de las cenizas.
- ✓ Hibridación con otras tecnologías:
 - Como por ejemplo la termosolar: la biomasa podría aportar la energía complementaria necesaria para evitar el excesivo enfriamiento del fluido térmico durante la noche o en situaciones de baja irradiación solar.
- ✓ Mejora de la eficiencia en ciclos y equipos de combustión:
 - A través de un manejo de la química de las cenizas en el interior de los equipos de combustión, incluyendo el ya citado uso de aditivos, se puede lograr incrementar la eficiencia de los equipos de combustión. En los ciclos de vapor con la citada estrategia se puede lograr reducir los costes de mantenimiento e, incluso, incrementar la temperatura de vapor, mejorando así la eficiencia de generación.
- ✓ Valorización de cenizas y escorias.

○ Retos no tecnológicos:

- ✓ Integración del uso de biomasa para generación térmica y eléctrica en otras unidades industriales (refinerías, cementeras, etc.).
- ✓ Desarrollo del mercado de la refrigeración con biomasa.

• **II. CADENA DE VALOR: Producción y utilización de biocombustibles sólidos para gasificación**

○ Retos tecnológicos

La tecnología de gasificación todavía no está madura, por ello su aplicación no se ha desarrollado abundantemente de forma comercial. Por lo tanto, sigue siendo necesario realizar esfuerzos de investigación en

diferentes áreas. Los principales retos tecnológicos que han sido identificados por la plataforma son los siguientes:

- ✓ Sistemas de limpieza del gas de gasificación:
 - La producción de alquitranes principalmente durante el proceso de transformación termoquímica y otros posibles compuestos sigue siendo un problema para conferir a la tecnología durabilidad y fiabilidad en su utilización.
 - ✓ Desarrollo de gasificadores multicombustibles biomásicos:
 - El dotar a los sistemas de gasificación de cierta independencia o versatilidad con respecto a la especie de biomasa que se utiliza en su alimentación permite la posibilidad de una mayor integración de la tecnología como aprovechamiento energético. La especificidad del comportamiento de la tecnología de gasificación que se manifiesta actualmente debe ser abordada en todos los sistemas que forman parte del mismo para proporcionar además fiabilidad y durabilidad al sistema.
 - ✓ Desarrollo de sistemas de parrilla:
 - La parrilla para los sistemas de gasificación de lecho fijo sigue siendo una característica fundamental así como una debilidad para su implementación comercial a gran escala. El desarrollo de sistemas de parrilla que permitan el control del proceso así como una fiabilidad del sistema sigue siendo una carencia comercial.
 - ✓ Hibridación con otras tecnologías.
 - ✓ Incremento de la fiabilidad de la tecnología de gasificación para generación eléctrica:
 - Aplicable a biomásas que producen altos niveles de alquitrán. Consiste en la implantación de equipos y sistemas que puedan funcionar más de 7.500 h/año con unos costes de mantenimiento que permita la sostenibilidad económica del proyecto. Organización del mantenimiento preventivo en las paradas programadas y mantenimiento preventivo en funcionamiento mediante duplicidad de los equipos críticos.
 - ✓ Valorización de cenizas y escorias.
 - ✓ Reducción y tratamiento de lixiviados.
- Retos no tecnológicos:
- ✓ Integración del uso de biomasa para generación térmica y eléctrica en otras unidades industriales (refinerías, cementeras, etc.).
 - ✓ Mejora de la viabilidad del uso de la biomasa mediante gasificación y de los parámetros de emisiones.

Por último, se destacan los principales centros tecnológicos nacionales dedicados a la I+D en el ámbito de la biomasa: CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas), CENER (Centro Nacional de Energías Renovables) y CEDER-CIEMAT (Centro de Desarrollo de Energías Renovables).

10.2.4 Sector de las energías del mar

El aprovechamiento de las energías del mar está en una etapa relativamente temprana de desarrollo tecnológico, en comparación con otras fuentes renovables, lo que unido a las características intrínsecas del mar, hacen que este tipo de fuente de

energía actualmente no se haya impuesto con una tecnología concreta y que exista una amplia y diversa variedad de dispositivos.

A continuación se identifican las líneas estratégicos para la I+D+i en el ámbito del sector de las energías del mar, en el horizonte 2020.

Ámbito europeo

La Asociación Europea de las Energías del Mar (European Ocean Energy Association) ha elaborado una hoja de ruta para el período 2010-2050 con los pasos a seguir para facilitar el aprovechamiento de los importantes recursos energéticos existentes en Europa y desarrollar el sector industrial de las energías del mar.

El despegue comercial real de las tecnologías no se estima que pueda llevarse a cabo hasta 2016-2017, con el objetivo de instalación de al menos 6 infraestructuras con capacidad 40 MW, según la hoja de ruta europea.

Para ello, se deberán impulsar como acciones estratégicas:

- Un programa intensivo de I+D enfocado a nuevos diseños y componentes que reduzcan el coste y mejoren la supervivencia de los equipos.
- Un programa de demostración dedicado al desarrollo y prueba de prototipos a escala.
- Una red de infraestructuras experimentales que permitan validar los convertidores e instalaciones en todo su ciclo de vida.
- Una acción transversal de la Unión Europea para la mejora de la fiabilidad mediante nuevas y mejoradas técnicas de instalación.

Ámbito nacional

Dentro de la Plataforma Tecnológica Marítima Española, existe un grupo de trabajo interdisciplinar específico para las energías renovables marinas.

El objetivo de este grupo de trabajo es constituir un foro que integra a empresas, instituciones, organismos y universidades, para identificar las necesidades en la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación, que conduzcan a la industria española a disponer de nuevos y competitivos productos para efectuar la explotación eficaz de estas fuentes energéticas marinas. Las líneas prioritarias I+D+i en energía de las olas y las corrientes que ha definido la plataforma se centran en los siguientes aspectos:

- Demostradores de dispositivos y sistemas.
- Subcomponentes.
- Guías y normativas.
- Desarrollo de herramientas.
- Infraestructura y capacitación.

Los principales centros tecnológicos nacionales de pruebas (BIMEP, PLOCAN, etc.) en el ámbito de las energías del mar se han descrito con anterioridad en el apartado correspondiente a este sector.

10.2.5 Sector eólico

Ámbito europeo

Para el sector eólico, la Iniciativa Industrial Eólica (European Wind Initiative, EWI) enmarcada en el SET-Plan -donde la Plataforma Tecnológica Eólica Europea TPWind juega un papel destacado-, definió la “hoja de ruta tecnológica” a 2020, conteniendo los grandes ejes de actuación prioritarios para el sector, que se detallan a continuación:

1. ***Nuevas turbinas y componentes (inversiones estimadas público-privadas: 2.500 M€):***
 - 1.1. Programas de I+D centrados en el diseño de nuevos aerogeneradores y la utilización de nuevos materiales (2010-2020).
 - 1.2. Desarrollo y prueba de prototipos de aerogeneradores de gran tamaño (10-20 MW) (2014-2017).
 - 1.3. Puesta en marcha de instalaciones de pruebas y demostración para nuevos aerogeneradores, componentes y procesos de fabricación (2010-2015).
 - 1.4. Puesta en marcha de 5 instalaciones de pruebas y 5 de demostración (2015-2020).
 - 1.5. Demostración de una estrategia de optimización logística, encaminada a la estandarización de puestos adaptados a las nuevas generaciones de aerogeneradores (2010-2016).
2. ***Estructuras marinas (1.200 M€):***
 - 2.1. Desarrollo y prueba de nuevas infraestructuras (al menos 4 prototipos con nuevos conceptos de plataformas) (2010-2015).
 - 2.2. Demostración de nuevos procesos de fabricación en serie para estructuras (2013-2018).
3. ***Integración en red (2.100 M€):***
 - 3.1. Demostración con parques eólicos como plantas eléctricas virtuales. Líneas de transmisión de alta tensión en corriente continua (HVDC) para largas distancias. Flexibilidad de conexiones marinas a varios países. Demostración de soluciones marinas multi-terminal (2010-2015).
4. ***Evaluación de recursos y planificación espacial (200 M€):***
 - 4.1. Evaluación del recurso de viento (5 a 10 campañas de medidas), encaminada a la publicación de un atlas de viento de la UE (2012-2015).
 - 4.2. Desarrollo de herramientas de planificación espacial, encaminada a la puesta en marcha de una planificación espacial europea (2010-2015).
 - 4.3. Predicción estadística de la distribución de velocidades de viento y de la producción de energía (2015-2020).

Los objetivos estratégicos fundamentales de esta hoja de ruta son:

- Mejorar la competitividad de la tecnología eólica.
- Conseguir la viabilidad técnico-económica de los parques eólicos marinos en aguas profundas.

- Optimizar la integración de la energía eólica en el sistema. En este sentido, se pretende que la energía eólica suponga un 20% de cuota en el balance eléctrico de la Unión Europea en 2020.

Para desarrollar la hoja de ruta, se establecen planes de implementación plurianuales (*Implementation Plan*, el primero de ellos cubre el período 2010-2012), y programas de trabajo anuales con carácter más operativo (EWI Work Programs), en los que se detallan los objetivos y acciones prioritarias a corto plazo, las intensidades presupuestarias y propuestas de utilización de instrumentos de financiación existentes.

Ámbito nacional

Como punto de encuentro para coordinar las actividades de investigación, desarrollo tecnológico e innovación relacionadas con el sector eólico, en España se creó la Red Científico-Tecnológica REOLTEC, que está compuesta por empresas, laboratorios, universidades y centros de investigación, y está coordinada por la Asociación Empresarial Eólica. El principal objeto de REOLTEC es consolidar el posicionamiento tecnológico de la industria nacional a través del reforzamiento y de la coordinación de las etapas científico-tecnológicas y de la difusión selectiva de los resultados y experiencias alcanzados. Entre los principales objetivos específicos de la Red se encuentran:

- Definir líneas y prioridades de actuación científico-tecnológicas de acuerdo al escenario internacional y a la evolución previsible del sector.
- Impulsar la coordinación de toda la cadena desde la investigación hasta el uso de las tecnologías.
- Coordinar la acción con otras estructuras de ánimo similar.
- Avanzar en el conocimiento de la integración de la eólica en diferentes situaciones de red, geográfica, demanda y viento.
- Difundir nacionalmente e internacionalmente los resultados alcanzados por la industria nacional.

Dentro de los objetivos esenciales de REOLTEC se encuentra la elaboración de nuevas líneas de trabajo conjunto y la propuesta de prioridades de I+D+i en las distintas áreas de trabajo eólicas: eólica marina, redes eléctricas, aplicaciones y aerogeneradores (aparte de en éstas, también actúan en otros campos relacionados, como la eólica de pequeña y media potencia, recurso eólico, emplazamientos y producción).

Área de trabajo 1: Eólica marina

La implantación de parques eólicos marinos presenta importantes desafíos para la incipiente tecnología específica disponible y para la industria eólica española-también europea, si bien se encuentra más avanzada en algunos aspectos-, que deben de superarse o encauzarse mediante iniciativas industriales y esfuerzos presupuestarios privados y públicos en el horizonte 2020:

- Adaptación de los aerogeneradores a las condiciones extremas del entorno marino, alta fiabilidad de los componentes, y optimización de las disponibilidades operativas.
- Desarrollo de nuevas estructuras de soporte y cimentación de aerogeneradores, especialmente para aguas profundas, mediante diseños de plataformas flotantes ancladas al fondo marino.

- Nuevas técnicas de transporte, montaje, y operación y mantenimiento en alta mar, y disponibilidad de logística española, pues se requerirá el apoyo de embarcaciones especializadas multipropósito (obra civil, tendido eléctrico, grúas, etc.).
- Logística e instalaciones portuarias adecuadas, con la necesaria provisión de espacios y zonas de carga.
- Disponibilidad de plataformas experimentales y áreas de demostración en entorno marino para la realización de ensayos sobre nuevos componentes de los aerogeneradores marinos, conceptos innovadores de plataformas, anclaje, cimentación, cableado eléctrico, medios de instalación y montaje, procesos, incorporación de innovaciones tecnológicas y su certificación “in situ”, etc. El desarrollo de estas áreas de ensayos necesariamente ha de coordinarse con las administraciones regionales, siendo deseable su vinculación a centros públicos o publico/privados, y la creación de ‘clusters’ tecnológicos.

Fuera del ámbito propiamente tecnológico, en el área eólica marina sería conveniente igualmente avanzar en los siguientes aspectos:

- Desarrollo de sistemas de monitorización medioambiental y sistemas de captación de datos físicos (fauna y condiciones del suelo marino, físicas y granulométricas), sistemas para la reducción de ruido o monitorización activa de las emisiones sonoras. Caracterización de emplazamientos.
- Programas de ayudas a acciones formativas específicas y de capacitación de personal técnico.

Área de trabajo 2: Redes eléctricas

Para conseguir la máxima penetración de la generación eólica en el sistema eléctrico, en el horizonte 2020 se considera conveniente impulsar iniciativas industriales encaminadas a las siguientes líneas de actuación:

- Adaptación del funcionamiento de los aerogeneradores y de la infraestructura eléctrica asociada ante los requisitos más exigentes de operación de los parques eólicos.
- Facilitar las actividades de gestión coordinada del sistema, incluyendo la gestión de la demanda con uso de cargas controlables y reserva rodante, y el intercambio de información entre gestores de parques y el operador del sistema (capacidad de regulación de la generación, incorporación de sistemas de almacenamiento, simulación e impacto de incidencias, etc.).
- Fomentar un desarrollo de las infraestructuras de transporte adecuado a la evacuación de la energía eólica producida, orientado hacia mejoras físicas mediante nuevos equipamientos: superconductores, subestaciones, uso de corriente continua para largas distancias, etc.

Área de trabajo 3: Aplicaciones

En esta área tienen cabida iniciativas industriales multi-propósito:

- Soluciones óptimas para la repotenciación de los parques eólicos, y su integración en red.
- Proyectos de almacenamiento energético para su aplicación en horas valle, mediante la utilización de sistemas de baterías, producción de hidrógeno y pilas de combustible, bombeo de agua y compresión de aire.

- Desarrollo de sistemas híbridos o de mejora del aprovechamiento de la energía eólica. Especial mención merece la utilización de los excedentes de producción eólica en la carga nocturna de vehículos eléctricos.

Área de trabajo 4: Aerogeneradores

Para evitar la obsolescencia tecnológica y apoyar la competitividad a medio plazo de los aerogeneradores nacionales, resulta esencial apoyar las iniciativas de la I+D+i en el desarrollo de los aerogeneradores, la incorporación de mejoras continuas y la versatilidad de adaptación a las condiciones climáticas extremas. Los principales objetivos son la reducción de costes tanto en inversiones asociadas como en tareas de operación y mantenimiento predictivo y correctivo.

Las principales líneas de actuación en esta área se centran en los modelos de diseño y los componentes críticos de las máquinas (palas, multiplicadoras, generadores, convertidores, etc.), en las implicaciones del aumento de tamaño para el transporte, y en la reducción de costes de construcción y mantenimiento.

La pala es un componente especialmente crítico con un diseño y una fabricación complejos. La evolución de este componente está marcada sobre todo por el aumento de tamaño que implica nuevos estudios sobre las cargas, los materiales y su resistencia. Merece una especial dedicación la mejora de las geometrías de los rotores y palas de las máquinas para mejorar el control de repartición de cargas y así asegurar una estabilidad estructural, así como el desarrollo de modelos para mejorar la predicción de su duración de vida.

La incorporación de nuevos materiales para la fabricación de componentes debería dirigirse al cumplimiento de los requisitos mecánicos necesarios en condiciones de seguridad de operación y de aprovisionamiento, de reducción de pesos y costes, y también de facilidad de reciclaje y de menor impacto ambiental en su ciclo de vida.

La disponibilidad de infraestructuras nacionales de ensayo de los principales componentes de aerogeneradores -especialmente las palas y el tren de potencia-, como la del CENER en Sangüesa (Navarra), resultan de primordial importancia para la validación de los nuevos prototipos, precisando la adecuación de sus capacidades a prototipos en el rango de 10 - 20 MW (especialmente para su implantación en entorno marino).

Por último, se destacan los principales centros tecnológicos nacionales dedicados a la I+D en el sector eólico: CENER (Centro Nacional de Energías Renovables), CIRCE (Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos) en Zaragoza, CEDER-CIEMAT (Centro de Desarrollo de Energías Renovables) en Soria, IREC (Institut de Recerca en Energia de Catalunya) en Barcelona e ITER (Instituto Tecnológico y de Energías Renovables) en Tenerife.

10.2.6 Sector geotérmico

Ámbito europeo

En diciembre de 2009 se pone en marcha la **Plataforma Tecnológica Europea para Generación eléctrica con Geotermia-GEOELEC (Technology Platform Geothermal Electricity)**, cuyo objetivo fundamental es el impulso y desarrollo de las tecnologías de generación eléctrica a partir de energía geotérmica en Europa.

Desde el punto de vista térmico, la Unión Europea tiene como una de sus principales prioridades la introducción de políticas de fomento de la utilización de fuentes renovables para el abastecimiento de las necesidades de calefacción y refrigeración en los países miembros. Con ello pretende crear un sistema de abastecimiento sostenible para cubrir esta demanda energética, que a día de hoy supone un tercio de la demanda global de energía de Europa. En este sentido, la Comisión Europea auspició la creación en 2009 de la **Plataforma Tecnológica Europea de Calefacción y Refrigeración Renovables (RHC-Plarform, European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling)**, a partir de la Plataforma Tecnológica Europea de la Energía Solar Térmica (ESTTP), con el objetivo de constituir el foro en el que los diferentes agentes de los sectores implicados en el ámbito de la climatización renovable (energía solar térmica, geotermia y biomasa), se agrupen para señalar sus necesidades en I+D+i, de forma que éstas sean transmitidas a las instituciones competentes de la Unión Europea.

Las líneas de trabajo actuales de la Plataforma RHC-ETC son las siguientes:

- Documento de visión para la climatización geotérmica.
- Agenda de investigación estratégica para climatización geotérmica.
- Armonizar la agenda con los programas de I+D europeos y nacionales.
- Estimular un aumento de las capacidades de I+D.
- Fortalecer la cooperación de los institutos de I+D y la industria, etc.

Ámbito nacional

Las líneas prioritarias de investigación y actuación a nivel nacional han sido identificadas por la Plataforma Tecnológica Española de la Geotermia (GEOPLAT), están recogidas en la Agenda Estratégica de Investigación de GEOPLAT, publicada en 2011 y se estructuran según se trate de geotermia profunda o geotermia somera, al resultar muy diferentes las necesidades de estas subáreas.

Geotermia profunda

El reto tecnológico consiste en encontrar la forma de utilizar los recursos geotérmicos existentes de manera técnica y económicamente viable, lo cual solo será posible a partir del desarrollo tecnológico de las áreas estratégicas que configuran un proyecto geotérmico.

En el área de investigación básica, las líneas estratégicas de investigación son:

Línea 1: desarrollo de una base de datos pública (isponibilidad y acceso a datos geotérmicos, desarrollo de una base de datos digital, georeferenciada, única y multidisciplinar del subsuelo español).

Línea 2: análisis geológico y estructural.

Línea 3: campañas globales de prospección geoquímica.

Línea 4: elaboración y propuesta de modelos geológicos y termoestructurales para las áreas seleccionadas de mayor interés.

Línea 5: campañas de prospección geofísica.

Línea 6: Perforación de sondeos de gradiente y campañas de medidas de conductividad térmica y temperatura.

El objetivo de todas estas líneas es mejorar el conocimiento del recurso geotérmico, reducir el riesgo de la investigación, así como definir las estrategias y prioridades para la adquisición de nuevos datos y en consecuencia atraer la inversión privada.

En la fase de investigación del subsuelo y gestión de los recursos geotérmicos, las líneas prioritarias definidas son las siguientes:

Línea 1: tecnología y costes de métodos de perforación.

Línea 2: investigación del conocimiento del proceso de estimulación y mecanismos de generación focal de microsismos.

Línea 3: desarrollo de modelos numéricos tridimensionales que definan el funcionamiento del almacén geotérmico, permitan modelizar su comportamiento a medio-largo plazo y simulen la sostenibilidad del proyecto.

Línea 4: estudios de reinyección de fluidos, que permitan la viabilidad de desarrollo de proyectos geotérmicos en zonas con estructura adversa

Línea 5: proyectos de demostración EGS.

En el área de optimización del recurso en superficie, las líneas prioritarias identificadas son las siguientes:

Línea 1: estudios de mejora de eficiencia de ciclos termodinámicos a partir de recursos de baja temperatura.

Línea 2: investigación para la mejora de procesos de refrigeración y por tanto de la eficiencia de sus ciclos termodinámicos, lo que redundará en el abaratamiento de los costes de generación de energía.

Línea 3: investigación de la hibridación de fluidos geotérmicos con otras tecnologías renovables.

Línea 4: investigación de desalinización a partir de recursos geotérmicos de baja temperatura en zonas insulares y costeras, consiguiendo así la reducción del coste de la desalinización por ósmosis inversa.

Línea 5: investigación de la generación de frío por absorción de calor a partir de recursos geotérmicos de baja temperatura.

Línea 6: investigación de producción de energía térmica en cascada, con el objeto de mejorar la eficiencia energética y reducir el coste de la generación de energía.

Geotermia somera

Las líneas prioritarias de investigación identificadas son las siguientes:

Línea 1: reducción de costes de ejecución de los circuitos en las siguientes áreas:

- Perforación: reducción de costes de preparación y gestión de lodos, y consumos energéticos. Gestión de detritus, lodos y caudales y reducción del impacto ambiental y de los costes derivados de este proceso. Técnicas de perforación para proyectos de rehabilitación y zonas urbanas consolidadas. Cimentaciones termo-activas.
- Tuberías de los intercambiadores: mejorando el proceso de transferencia de calor y adaptación de las mismas a aplicaciones de mayor temperatura.
- Rellenos.
- Fluidos caloportadores. Reducción de costes y mejora de eficiencia del intercambio calorífico. Reducción de los riesgos asociados a la toxicidad de los fluidos.

Línea 2: mejora de los métodos de evaluación del terreno e incremento de la productividad de los sondeos y campos de sondeos; así como de los sistemas de intercambio con el terreno.

- Creación de bases online de cartografía y datos de información relevante.
- Registro y monitorización de instalaciones.
- Control geológico de la perforación.
- Desarrollo de alternativas al TRT de menor coste.
- Mejora de los métodos y sistemas de evaluación de posibles afecciones en sistemas recargados artificialmente.
- Desarrollo de aplicaciones informáticas para la simulación de aprovechamientos someros.
- Sistemas de contención para reducir pérdidas de calor en sistemas de almacenamiento térmico.
- Desarrollo de sistemas de columna permanente.
- Desarrollo de sistemas de recarga en circuitos abiertos que minimicen las modificaciones hidroquímicas del recurso.
- Desarrollo de sistemas de correlación de propiedades geofísicas y térmicas del terreno.

Línea 3: aumento de la eficiencia de los equipos de generación.

Línea 4: desarrollo de sistemas emisores de baja temperatura competitivos.

Línea 5: desarrollo de sistemas de rehabilitación de viviendas que permitan la evolución de los conjuntos caldera individual-radiador de alta temperatura a sistemas basados en la geotermia somera.

Línea 6: estandarización de sistemas geotérmicos en la edificación, especialmente los híbridos de calefacción geotérmica con regeneración solar y los que combinen calefacción y refrigeración.

Líneas de soporte al desarrollo

- **Análisis del marco regulatorio vigente:** el marco que regula el sector de la geotermia tiene una importancia capital en el desarrollo del mismo. En la Agenda Estratégica de GEOPLAT pueden consultarse las medidas y acciones que se considera que favorecerán los regímenes jurídico y económico que conforman el marco regulatorio de la geotermia, y las normas necesarias para conseguir que el sector se desarrolle con éxito de forma que experimente un crecimiento sólido y bien estructurado.
- **Formación:** las principales áreas estratégicas que deben considerarse son:
 - Adaptación de perfiles profesionales a los requerimientos del sector de la geotermia y en particular, a los requerimientos de la directiva europea 2009/28/CE.
 - Incorporación de la geotermia al sistema de titulaciones universitario.
 - Incorporación de la geotermia al sistema de titulaciones de formación profesional.
 - Potenciación y difusión de la geotermia en ámbitos escolares, pre-universitarios y consumidores.

10.2.7 Sector de los Residuos

Tal y como se describió en el apartado correspondiente, las tecnologías mayoritariamente utilizadas para valorizar energéticamente residuos (incineradoras de parrilla y de lecho fluido) son tecnologías maduras. Por tanto, más allá de pequeñas mejoras en la eficiencia térmica y la calidad de la combustión, el margen de desarrollo de proyectos de I+D en estas tecnologías es escaso.

En cambio, sí hay un amplio margen de mejora en otras tecnologías de valorización energética y en la producción y consumo en instalaciones industriales de combustibles sólidos recuperados (CSR).

Ámbito europeo

Aunque en el marco del SET-Plan no existe una plataforma tecnológica específica para residuos, ya en la comunicación de la Comisión Europea “Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (“Hacia un futuro con baja emisión de carbono”) se incluían varias referencias a la posibilidad de obtener etanol a partir de residuos domésticos.

.

Además, dentro de la Iniciativa Industrial Europea de Bioenergía, se incluye también dentro del concepto de bioenergía, el calor, la electricidad y los combustibles producidos a partir de residuos industriales y municipales. Esta Iniciativa tiene como objetivos conseguir la viabilidad comercial de proyectos de bioenergía avanzada a gran escala en el año 2020 y reforzar el liderazgo tecnológico de la Unión Europea. Distingue las siguientes áreas de desarrollo:

- 1. Procesos termoquímicos.**
- 2. Procesos bioquímicos.**
- 3. Propuestas complementarias.**

En concreto, la Iniciativa identifica la obtención de etanol e hidrocarburos a partir de procesos químicos y biológicos como el área de I+D en la que mejor podrían encajar los residuos urbanos y los residuos de la industria alimentaria.

Además, el 7º Programa Marco, dentro del capítulo de Energía, incluye las siguientes áreas de desarrollo para la I+D en materia de residuos:

- Aumento del rendimiento global de las instalaciones de generación eléctrica y aumento de la eficiencia en costes.
- Producción mejorada de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos a partir de biomasa (incluida la fracción biodegradable de los residuos).
- Mejorar el rendimiento de las instalaciones de cogeneración de tamaño pequeño-medio.

Ámbito nacional

En el Plan de Implementación a 2015 elaborado por Bioplat se actualizan las líneas estratégicas de investigación a nivel nacional teniendo en cuenta el marco europeo de la I+D (actualización de la Agenda Estratégica de Investigación de la Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles EBTP en 2010, publicación del documento de Visión a 2020, 2030 y 2050 de la Plataforma Tecnológica Europea de Climatización Renovable RHC-Platform en 2011, resultados del 7º Programa Marco, SET-Plan, etc.). Dicho plan establece los siguientes retos para el sector de los residuos:

- Retos tecnológicos:
 - ✓ Mejora de los pretratamientos.
 - ✓ Determinación del contenido biomásico del combustible.
- Retos no tecnológicos:
 - ✓ Legislación y normalización de la FORS.

Hay que reseñar también que tanto la producción como el consumo de combustibles sólidos recuperados presentan un amplio margen de desarrollo en España, que requerirá de esfuerzos en I+D que permitan un uso seguro, técnica y medioambientalmente, en los distintos sectores industriales con potencial para sustituir combustibles fósiles por este otro tipo de combustibles.

Por último, se destacan los principales centros tecnológicos nacionales dedicados a la I+D en el área de residuos: CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Energéticas) y Alquimia Soluciones Ambientales.

10.2.8 Sector solar (termoeléctrico, fotovoltaico y térmico)

Ámbito europeo

El Plan Estratégico Europeo en Tecnologías Energéticas (SET-Plan) define las líneas prioritarias de actuación en I+D+i en las tecnologías solar termoeléctrica y fotovoltaica.

La Plataforma Tecnológica Europea para la Energía Solar Térmica (ESTTP) creada por ESTIF y EUREC define el plan de ruta y la agenda de investigación para esta tecnología.

a) Energía solar termoeléctrica

1. Demostración en componentes innovadores

El objetivo es demostrar la fiabilidad y el correcto funcionamiento de nuevos elementos que se diseñan para su aplicación comercial en centrales de generación solar termoeléctrica.

1.1. Para plantas en operación o en construcción las acciones se centran en:

- Cambio en el receptor en la tecnología de torre, pasando del actual concepto de receptor existente a uno nuevo basado en la tecnología de recirculación natural.
- Nuevos enfoques para reducir el consumo de agua.
- Hibridación con biogás.
- Integración del control entre el campo solar y el bloque de potencia para optimizar la producción de electricidad y los ciclos que se desarrollan en las centrales.

1.2. Para plantas nuevas autorizadas:

- Nuevos colectores parabólicos de alto rendimiento.

2. Demostración en sistemas innovadores (sistemas de almacenamiento, sistemas de transferencia de calor, sistemas colectores, etc.)

2.1. Para plantas en operación o en construcción las acciones se centran en:

- Sistemas de un solo tanque de almacenamiento de calor sensible (a escala media).
- Componentes fiables para la generación directa de vapor a alta temperatura y alta presión en los tubos receptores de las centrales de colectores cilindro parabólicos.
- Nuevos fluidos calotransportadores que operen a mayores temperaturas.

- Nuevas estructuras de colectores cilindro-parabólicos de mayor anchura y con nuevo receptor.
- Nuevos diseños de colectores cilindro-parabólicos.

2.2. Para plantas nuevas autorizadas:

- Demostración de nuevos sistemas de disco (espejos, motor y estructura) en plantas comerciales de gran tamaño con tecnología de disco Stirling.
- Mejoras en el control energético térmico en el campo solar mediante sistemas que permitan un mejor funcionamiento en la turbina en centrales sin almacenamiento.

3. Demostración en la innovación de configuraciones de centrales (por ejemplo hibridación, combinación de almacenamiento e hibridación, combinación de colectores cilindro parabólicos y torre, etc.)

3.1. Para plantas nuevas autorizadas:

- Reducción del uso de agua en un 70% para plantas de 50 MW.
- Nuevos sistemas solares hibridados con biomasa: integración de una planta de biomasa en una central solar preexistente.

3.2. Para proyectos sobre nuevas marcas, protocolos y estándares:

- 50 MW para centrales de ciclo combinado con hibridación de biomasa y campo solar con colectores cilindro parabólicos.
- 5-20 MW usando al mismo tiempo tecnología de disco con ciclos Brayton y Stirling.
- 15 MW para centrales de tecnología Fresnel con vapor sobrecalentado y acoplada a una unidad de desalinización.
- Plantas duales de electricidad y de agua.
- 5-20 MW para centrales de torre con receptor de tecnología de cavidad, con almacenamiento y con enfriamiento seco.
- Centrales de torre de pequeña escala (4 MW) con almacenamiento en sales fundidas.

4. Demostración de conceptos innovadores (generación directa, aire caliente para turbinas de gas, discos parabólicos con ciclos Stirling o Brayton)

4.1. Para proyectos sobre nuevas marcas, protocolos y estándares:

- Planta de demostración pequeña: 45 módulos nuevos concentrando la radiación solar en una torre con receptor de grafito.
- 3MW de una central de Generación Directa de Vapor precomercial con un sistema de enfriamiento seco.

- 10 MW con un sistema directo PT con almacenamiento entre 10-12 horas, el almacenamiento y el fluido calotransportador deben ser sales de nitrato.
- Nuevos modelos de colectores cilindro parabólicos que permitan alcanzar mayores temperaturas.
- 1,5 MW de tecnología de disco Stirling, comprobando nuevos motores Stirling.
- Demostración de plantas comerciales de discos Stirling con una eficiencia de conversión superior al 25% (1,5 a 50 MW).
- Evolución de los sistemas estándar de disco Stirling (nuevos conceptos).
- Desarrollo de la tecnología de torre a gran escala con receptores de grafito.
- 30 MW de tecnología de torre con receptor de sales fundidas con una potencia de 250 MWte.
- 250 MW para centrales con tecnología cilindro parabólica resolviendo los problemas de escala de campos solares de gran tamaño y de almacenamiento.
- 5-20 MW para plantas de tecnología cilindro parabólica que demuestren la viabilidad comercial de los sistemas de tamaño medio.

b) Energía solar fotovoltaica

1. Reducción de costes

- Desarrollo de procesos avanzados de fabricación de células y módulos (tecnologías de obleas de silicio, tecnologías de capa delgada, tecnologías de concentración y sinergias transversales).
- Mejora del rendimiento y del periodo de vida de todos los componentes y sistemas de las distintas tecnologías fotovoltaicas.
- Desarrollo y sostenibilidad de materiales (energía y materiales, y fin de vida y reciclaje).

2. Integración en el sistema

- Despliegue a gran escala (interfaces de red, integración arquitectónica).
- Plantas de generación de gran tamaño.
- Monitorización de los recursos solares.

3. Previsión para costes e integración más allá del 2020

- Tecnologías con costes ultra bajos.
- Enfoques de muy alta eficiencia.
- Conceptos de integración para penetración masiva de la tecnología fotovoltaica

c) Energía solar térmica

1. Reducción de costes. El desarrollo de nuevos materiales para sistemas de energía solar

- Se precisan nuevos materiales porque los usados en la actualidad tienen limitaciones técnicas y podrían ser repuestos por alternativas más económicas.

2. Investigación, desarrollo, demostración y difusión de nuevas aplicaciones, integrar y mejorar los sistemas de refrigeración y desalinización solar, así como los colectores solares de altas temperaturas

- Integración en edificios, residenciales, comerciales e industriales.
- Aplicaciones industriales hasta 250 °C de temperatura para producción de frío y calor.
- Aplicaciones de calefacción y refrigeración urbana.
- Aplicaciones de desalación de agua.
- Desarrollo y demostración de colectores para media y alta temperaturas (colectores de concentración CPP, concentración Fresnel, colectores de ultra alto vacío UHV, etc.).

3. El desarrollo de eficientes y compactos sistemas de acumulación térmica a largo plazo

- La tecnología de acumulación debería permitir acumular calor en verano para su uso en invierno de forma rentable.

Ámbito nacional

A nivel nacional, en el ámbito de la energía solar se está trabajando en la línea marcada a nivel europeo.

En el área solar termoeléctrica destaca la plataforma Solar Concentra que es un foro de participación activo que integra a todos los agentes que conforman el sector de la energía solar térmica de concentración. Su estructura, dividida en grupos de trabajo cuyo objetivo es el de potenciar y desarrollar el sector de la energía solar de concentración, muestra las principales líneas de actuación, que son:

- Prospectiva y planificación.
- Normalización y estandarización de componentes.
- Formación, difusión y percepción social.
- Priorización de actividades de I+D+i.

Por último, se destacan los principales centros tecnológicos nacionales dedicados a la I+D en el área solar:

- Tecnología solar termoeléctrica: PSA-CIEMAT (Plataforma Solar de Almería), CENER (Centro Nacional de Energías Renovables), CTAER (Centro

Tecnológico Avanzado de Energías Renovables) y Plataforma Solúcar (Grupo Abengoa).

- Tecnología solar fotovoltaica: el Instituto de Energía Solar (IES) de la Universidad Politécnica de Madrid, el Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (ISFOC) en Puertollano, CIEMAT y CENER.
- Tecnología solar térmica: CENER, ITC (Instituto Tecnológico de Canarias), INTA (Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial) y CTAER.

10.2.9 Sector horizontal: sistemas de acumulación del sistema eléctrico

Como se ha comentado en el capítulo 7, las propuestas de almacenamiento dentro del sector eléctrico jugarán un papel importante de cara a facilitar la integración de la energía no gestionable procedente de fuentes renovables. Sin embargo, debido a su falta de madurez, la mayoría de ellas están pendientes del avance de una I+D+i con mayores niveles de inversión y de la posterior confirmación en su fase comercial.

De entre las tecnologías analizadas en el capítulo 7, a continuación se describen, de forma general, el estado actual y sus principales retos tecnológicos dentro del marco de la investigación:

Aire comprimido (CAES¹⁶) y aire comprimido mediante proceso adiabático (A-CAES¹⁷)

Su estado actual es el de una tecnología comercial con I+D en curso. Los principales retos tecnológicos futuros se deberían centrar en la mejora de la compresión de calor y el almacenamiento de calor presurizado, lo que principalmente afecta al almacenamiento de aire comprimido mediante proceso adiabático.

Baterías de flujo

En particular, el estado actual de la batería redox de vanadio es la de un sistema con un grado medio de madurez, del que ya se han realizado sistemas comerciales menores, y que promete ser una opción consistente para dispositivos con escala media. No obstante, se debe seguir investigando en lo relativo a la escalabilidad de sus celdas de combustible.

Almacenamiento de hidrógeno

Tecnología de almacenamiento energético bastante prometedora en un futuro, aunque todavía debe demostrarse a gran escala, ya que sólo se han probado soluciones parciales. La investigación debería centrarse en el aumento de la eficiencia, relativamente baja en la actualidad; en su aplicación a gran escala; y en la búsqueda, adaptación o construcción de almacenamientos adecuados.

Sales fundidas

¹⁶ Compressed Air Energy Storage

¹⁷ Adiabatic Compressed Air Energy Storage

Es una tecnología de almacenamiento madura con I+D en curso, el cual se está centrando en su utilización por otras tecnologías de generación de energía, y en particular, dentro del contexto de las tecnologías de almacenamiento de aire comprimido.

10.3 ACTUACIONES PROPUESTAS PARA FOMENTAR EL DESARROLLO DE LA I+D+i EN ESPAÑA

En los últimos años, España y Europa han apostado fuertemente por la I+D+i para contribuir al despliegue de las energías renovables. Sin embargo, la implantación y el despegue generalizados de las tecnologías actuales de cara a la consecución de los objetivos de la UE de 2020 en adelante, así como el desarrollo y la implantación de tecnologías avanzadas con miras a un sector de la energía descarbonizado en el horizonte de 2050, exigen un esfuerzo considerable e inversiones cuantiosas. Así pues, la existencia de un entorno estable y predecible reviste una importancia crucial para la financiación de las actividades de I+D+i en el ámbito de las energías renovables.

España es un país puntero en investigación y desarrollo, en concreto en sectores como la bioenergía, y existen numerosos centros (universidades y otros organismos públicos de investigación) donde se genera conocimiento. Sin embargo, la transferencia de ese conocimiento y tecnología de los grupos de investigación a las empresas es una de las etapas limitantes del progreso económico y social del país. Urge pues instaurar medidas para que el conocimiento generado contribuya a un nuevo modelo productivo.

A continuación se proponen una serie de propuestas para favorecer que la I+D+i energética en España siga una evolución continuada y contribuya a la consecución de los objetivos del PER 2011-2020:

- Proporcionar un marco en el que todos los sectores implicados en las energías renovables, liderados por la industria, trabajen conjunta y coordinadamente para conseguir que la implantación comercial de las tecnologías innovadoras en España disfrute de un crecimiento continuo, de forma competitiva y sostenible.
- Promover la coordinación entre los diferentes sectores implicados (empresas, centros tecnológicos, universidades y organismos públicos de investigación, etc.) para, entre otros, optimizar los recursos públicos destinados a la I+D.
- Establecer marcos estables y adecuados para fomentar la inversión del sector privado.
- Optimizar la alineación de los instrumentos nacionales de apoyo a la I+D+i+d con las “agendas de estrategias de investigación” y “hojas de ruta tecnológicas” al 2020 provenientes del SET Plan, así como con los mecanismos de financiación de ámbito europeo derivados de los sucesivos Programas Marco de Apoyo, especialmente del próximo 8º PM para el período 2014-2020.

- Fomentar y articular mecanismos de apoyo para la participación de entidades españolas (públicas y privadas) dentro de los programas de investigación europeos. La participación, tanto en las actividades de las plataformas tecnológicas como en las actividades de la EERA, es fundamental para poder ejercer influencia sobre la definición de las estrategias a corto, medio y largo plazo que se adopten en Europa para el desarrollo de las energías renovables.
- Aprovechar el conocimiento generado y protegido por las instituciones de investigación para crear nuevo tejido productivo basado en resultados de la I+D (empresas *spin-off* de base científica y tecnológica).
- Simplificar los procedimientos burocráticos para proporcionar un marco de financiación más ágil y flexible. Unificar la gestión de los recursos públicos destinados a la I+D+i.
- Analizar periódicamente la situación actual de las energías renovables en España en todos sus aspectos y detectar evolución y necesidades en I+D+i.

11 IMPACTO SOCIOECONÓMICO Y CLIMÁTICO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Capítulo 11

11.1 IMPACTO ECONÓMICO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

La importancia del sector de las energías renovables en la economía nacional es cada vez mayor y en los próximos años, su contribución continuará en aumento. Por ello, se hace necesario conocer los efectos económicos que se han producido, así como las previsiones de crecimiento de las diferentes tecnologías, con el objeto de comprender el desarrollo futuro del sector y su contribución a la economía nacional.

11.1.1 Creación directa de riqueza. Aportación directa al PIB

La contribución directa del sector de las energías renovables al PIB de España, cuantifica el impacto derivado de la actividad de las empresas identificadas como pertenecientes al sector de las energías renovables y se ha calculado a partir de la información contenida en los estados financieros de las mismas.

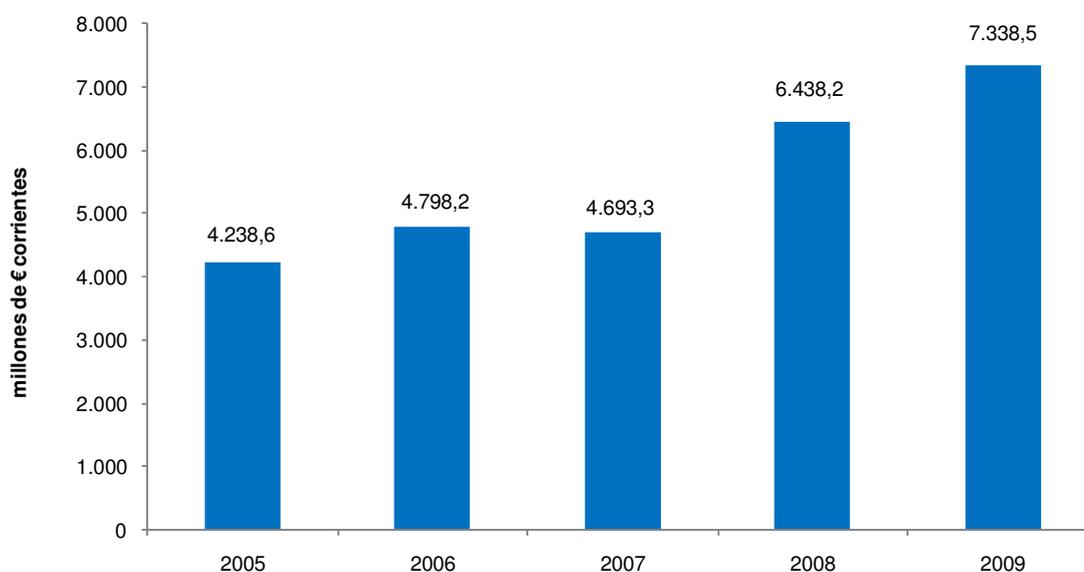
Todos aquellos agentes que proveen bienes y/o servicios al sector pero cuya actividad principal no se encuadra dentro del sector, se cuantifican como parte de la contribución indirecta al PIB en el apartado 11.1.2.

Para el cálculo de la contribución directa al PIB se ha utilizado la metodología utilizada por el Instituto Nacional de Estadística (INE) en la elaboración de las cuentas nacionales. La aportación del sector de las energías renovables al PIB se ha evaluado a partir de tres métodos equivalentes:

- Método del valor añadido u oferta.
- Método de la retribución de los factores.
- Método del gasto final o demanda.

La contribución directa del sector de las energías renovables al PIB en 2009 fue aproximadamente de 7.338,5 millones de euros corrientes, véase la figura 11.1.1.

Figura 11.1.1. Contribución directa de las energías renovables al PIB de España (millones de euros corrientes)



Fuente: Deloitte

En términos constantes, con base 2010, la contribución directa del sector de las energías renovables al PIB de España ha mostrado una evolución positiva, acumulando un crecimiento en el periodo 2005-2009 de aproximadamente el 56,7%.

La aportación directa del sector de las energías renovables al PIB de España acumulada para el periodo 2005-2009 supera los 28.000 millones de euros constantes (base 2010).

La aportación directa del sector al PIB ha crecido, en términos reales, en los años 2006, 2008 y 2009 al 8,7, 33,8 y 13,7% respectivamente; por el contrario en 2007 se observa una caída en la aportación directa al PIB de aproximadamente un 5,3%, véase la tabla 11.1.1.

Tabla 11.1.1. Evolución de la contribución directa de las energías renovables al PIB de España (euros constantes, base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009
PIB en millones de euros constantes (base 2010)	4.672,2	5.079,6	4.811,0	6.437,5	7.321,9
Crecimiento en términos reales (%)	-	8,7	-5,3	33,8	13,7

Fuente: Deloitte

El desglose por tecnologías muestra que la energía eólica y la energía hidroeléctrica (régimen ordinario) son las tecnologías que más han contribuido en el periodo 2005-2009, véase la tabla 11.1.2.

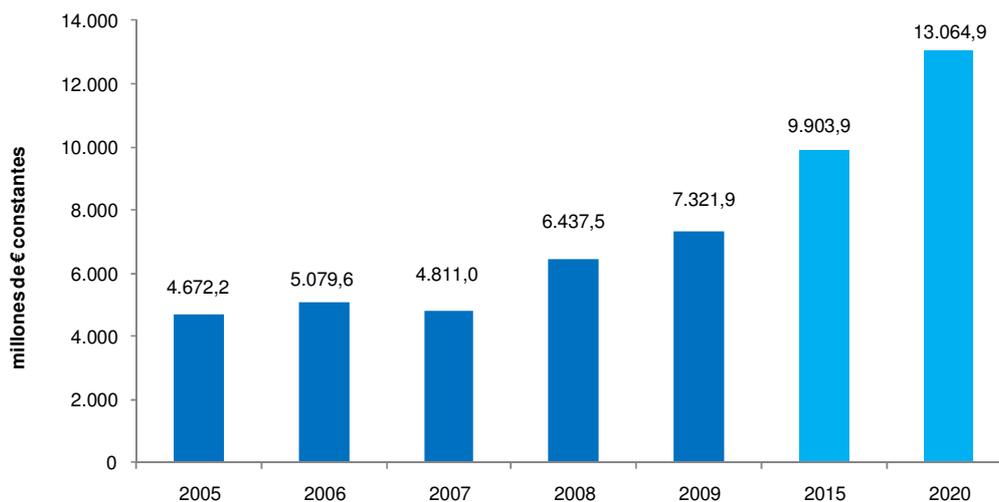
Tabla 11.1.2. Aportación directa al PIB por tecnologías (2005-2009), en millones de euros corrientes

Aportación directa al PIB (M€ corrientes)	2005	2006	2007	2008	2009
Biocarburantes	71,4	81,7	87,5	90,2	223,4
Biogás	54,4	52,5	46,3	50,7	49,6
Biomasa eléctrica	520,2	529,1	558,0	570,7	559,1
Biomasa térmica	58,0	52,3	37,1	48,6	49,0
Residuos sólidos urbanos	44,0	44,1	44,6	46,6	45,7
Eólica	1.474,2	1.754,4	1.962,5	2.342,7	1.993,7
Geotérmica y otras energías del ambiente	50,8	57,1	63,3	52,8	50,2
Hidroeléctrica (régimen especial)	351,2	403,4	328,6	375,4	365,9
Hidroeléctrica (régimen ordinario)	1.353,1	1.531,2	1.186,3	1.504,6	930,5
Marina	2,6	3,6	4,4	5,0	5,8
Solar fotovoltaica	252,1	267,9	307,8	1.216,4	2.789,9
Solar termoeléctrica	0,0	3,9	34,9	61,1	218,1
Solar térmica	6,6	16,8	32,0	73,3	57,6
Total	4.238,6	4.798,2	4.693,3	6.438,2	7.338,5

Fuente: Deloitte

Con los datos estimados sobre potencia instalada y producción térmica y eléctrica de las diferentes tecnologías renovables, se obtiene que la aportación directa del sector de las energías renovables al PIB de España en el año 2015 superará los 9.903,9 millones de euros, y alcanzará los 13.064,9 millones de euros en 2020, en términos constantes (euros reales del año 2010), véase la figura 11.1.2.

Figura 11.1.2. Contribución directa del sector de las energías renovables al PIB de España en millones de euros constantes (base 2010)



Fuente: Deloitte

Considerando las previsiones que publica el Fondo Monetario Internacional para el crecimiento del Producto Interior Bruto de España en los próximos años (hasta 2015) y suponiendo un crecimiento anual del 2,5% entre 2016 y 2020, la aportación directa del sector de las energías renovables en España supondrá el 0,88% del PIB en 2015 y el 1,03% en 2020.

A medio plazo, la energía eólica, la hidráulica de régimen ordinario y la energía solar fotovoltaica mantienen su porcentaje de aportación directa al PIB, véase la tabla 11.1.3, suponiendo entre las tres un 76% de la contribución total en 2020.

Se esperan crecimientos significativos en la contribución directa al PIB de la energía solar termoeléctrica y la energía procedente del biogás.

Tabla 11.1.3. Aportación directa al PIB por tecnologías (2015-2020), millones de euros constantes (base 2010)

Aportación directa al PIB (M€ constantes - 2010)	2009	2015	2020
Biocarburantes	222,9	326,6	524,5
Biogás	49,5	55,0	117,5
Biomasa eléctrica	557,8	349,9	456,5
Biomasa térmica	48,9	54,9	87,5
Residuos sólidos urbanos	45,6	32,0	46,0
Eólica	1.989,2	2.431,7	2.747,2
Geotérmica y otras energías del ambiente	50,1	94,2	148,1
Hidroeléctrica (Régimen Especial)	365,0	265,6	267,4
Hidroeléctrica (Régimen Ordinario)	928,4	2.400,1	3.419,3
Marina	5,7	34,1	80,5
Solar fotovoltaica	2.783,6	3.152,2	3.784,3
Solar termoeléctrica	217,6	573,9	1.208,3
Solar térmica	57,5	133,7	177,8
Total	7.321,9	9.903,9	13.064,9

Fuente: Deloitte

11.1.2 Creación indirecta de riqueza. Aportación indirecta al PIB

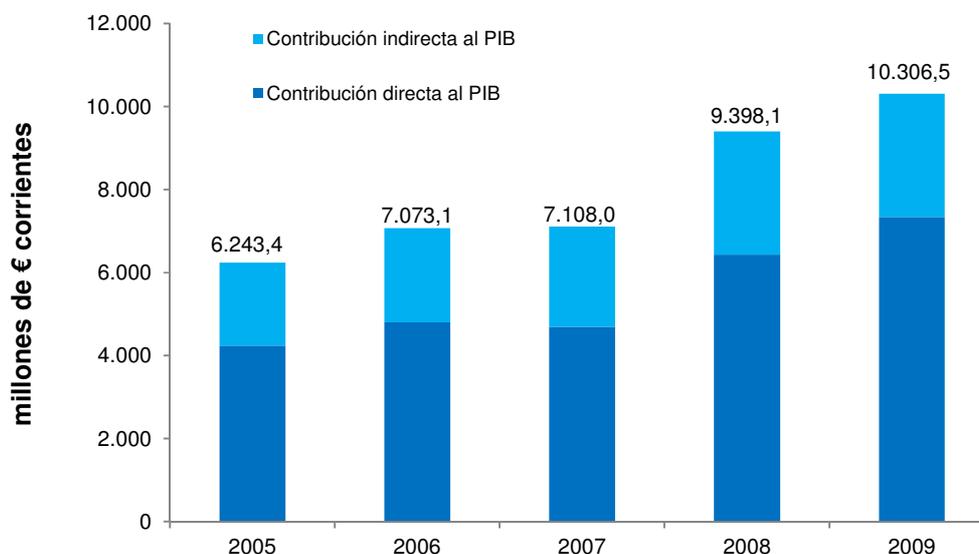
El impacto económico indirecto de un sector económico en el resto de actividades se deriva de las interrelaciones entre los agentes que integran ese sector y el resto de la economía. Aumentar la demanda de un sector determinado produce un efecto multiplicador en la producción de toda la economía, y por consiguiente en la contribución al PIB.

Se entiende por impacto directo las actividades realizadas por todas las empresas que dediquen la mayor parte de sus esfuerzos (inversiones, empleos, cifra de negocios) a la producción de bienes o servicios ligados a las energías renovables.

Para cuantificar el impacto indirecto se utilizan las tablas *input-output*: matrices que representan todos los intercambios producidos entre las diferentes ramas de la economía, así como multiplicadores de producción y renta.

La contribución indirecta por efecto arrastre en el resto de las ramas de la economía ascendió en 2009 a 2.968,1 millones de euros corrientes, representando aproximadamente un 40,4% sobre el impacto directo. El impacto total del sector de las energías renovables al PIB en España (impacto directo más impacto indirecto) fue en 2009 de 10.306.5 millones de euros corrientes, véase la figura 11.1.3.

Figura 11.1.3. Contribución total (directa + indirecta) de las energías renovables al PIB de España (millones de euros corrientes)



Fuente: Deloitte

En términos constantes, con base 2010, la contribución indirecta del sector de las energías renovables al PIB de España ha acumulado un crecimiento en el periodo 2005-2009 de aproximadamente el 34%.

La aportación total del sector de las energías renovables al PIB ha crecido, en términos constantes, un 49,4% en el período 2005-2009, véase la tabla 11.1.4.

Tabla 11.1.4. Evolución de la contribución total de las energías renovables al PIB de España (en millones de euros constantes - base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009
Contribución directa al PIB	4.672,2	5.079,6	4.811,0	6.437,5	7.321,9
Contribución indirecta al PIB	2.209,9	2.408,3	2.475,3	2.959,5	2.961,4
Contribución total al PIB	6.882,1	7.487,9	7.286,3	9.397,0	10.283,3
% que representa el sector sobre el PIB de España	0,69	0,72	0,67	0,86	0,98

Fuente: Deloitte

Durante el periodo 2005-2009, el peso total del sector de las energías renovables, respecto al total de la economía, se ha incrementado de forma considerable, pasando de representar el 0,69% en 2005, al 0,98% en 2009, y representará el 1,22% en 2015 y el 1,42% en 2020.

La aportación total al PIB de España de las diferentes tecnologías renovables durante el período 2005-2009, alcanza los 10.307 millones de euros corrientes, véase la tabla 11.1.5.

Tabla 11.1.5. Aportación total al PIB por tecnologías (2005-2009), en millones de euros corrientes

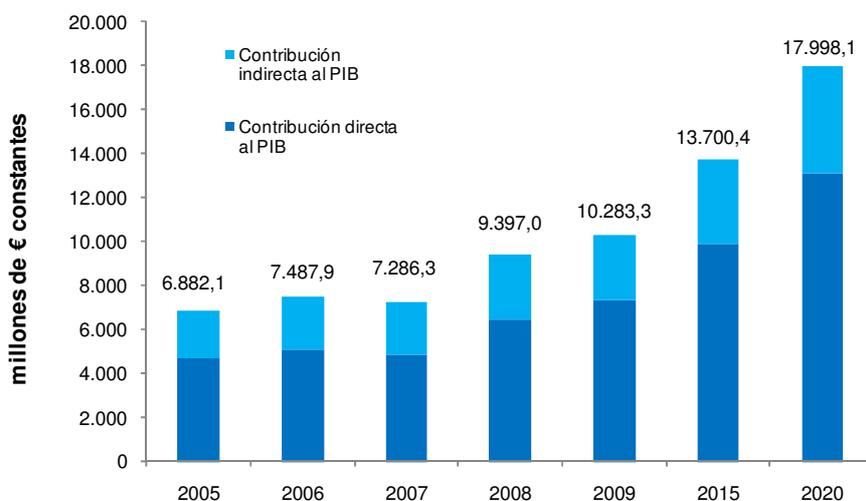
Aportación total al PIB (M€ corrientes)	2005	2006	2007	2008	2009
Total biocarburantes	119,6	136,9	146,5	151,1	273,6
<i>Contribución directa</i>	71,4	81,7	87,5	90,2	223,4
<i>Contribución indirecta</i>	48,2	55,1	59,0	60,9	50,2
Total biogás	85,9	82,9	73,1	80,0	78,3
<i>Contribución directa</i>	54,4	52,5	46,3	50,7	49,6
<i>Contribución indirecta</i>	31,5	30,4	26,8	29,3	28,7
Total biomasa eléctrica	821,1	835,2	880,8	900,9	882,5
<i>Contribución directa</i>	520,2	529,1	558,0	570,7	559,1
<i>Contribución indirecta</i>	300,9	306,1	322,8	330,2	323,4
Total biomasa térmica	91,6	82,5	58,6	76,7	77,4
<i>Contribución directa</i>	58,0	52,3	37,1	48,6	49,0
<i>Contribución indirecta</i>	33,6	30,3	21,5	28,1	28,4
Total residuos sólidos urbanos	69,4	69,6	70,4	73,5	72,2
<i>Contribución directa</i>	44,0	44,1	44,6	46,6	45,7
<i>Contribución indirecta</i>	25,4	25,5	25,8	26,9	26,5
Total eólica	2.447,5	2.911,4	3.344,3	3.855,6	3.281,1
<i>Contribución directa</i>	1.474,2	1.754,4	1.962,5	2.342,7	1.993,7
<i>Contribución indirecta</i>	973,3	1.157,0	1.381,8	1.512,9	1.287,5
Total geotérmica y otras energías del ambiente	64,8	72,4	79,8	65,0	59,8
<i>Contribución directa</i>	50,8	57,1	63,3	52,8	50,2
<i>Contribución indirecta</i>	14,1	15,2	16,5	12,2	9,6
Total hidroeléctrica (régimen especial)	493,2	566,5	461,5	527,3	513,8
<i>Contribución directa</i>	351,2	403,4	328,6	375,4	365,9
<i>Contribución indirecta</i>	142,0	163,1	132,9	151,8	148,0
Total hidroeléctrica (régimen ordinario)	1.709,7	1.934,8	1.499,0	1.901,2	1.175,7
<i>Contribución directa</i>	1.353,1	1.531,2	1.186,3	1.504,6	930,5
<i>Contribución indirecta</i>	356,6	403,6	312,7	396,6	245,3
Total marina	3,3	4,6	5,6	6,4	7,3
<i>Contribución directa</i>	2,6	3,6	4,4	5,0	5,8
<i>Contribución indirecta</i>	0,7	1,0	1,2	1,3	1,5
Total solar fotovoltaica	328,5	349,1	401,1	1.585,3	3.525,3
<i>Contribución directa</i>	252,1	267,9	307,8	1.216,4	2.789,9
<i>Contribución indirecta</i>	76,4	81,2	93,3	368,9	735,4
Total solar termoeléctrica	0,0	5,1	45,5	79,6	284,3
<i>Contribución directa</i>	0,0	3,9	34,9	61,1	218,1
<i>Contribución indirecta</i>	-	1,2	10,6	18,5	66,2
Total solar térmica	8,6	21,9	41,7	95,5	75,1
<i>Contribución directa</i>	6,6	16,8	32,0	73,3	57,6
<i>Contribución indirecta</i>	2,0	5,1	9,7	22,2	17,5
Total	6.243,4	7.073,1	7.108,0	9.398,1	10.306,5

Fuente: Deloitte

Igual que en la contribución directa al PIB, en la estimación del impacto económico para los años 2015 y 2020 se ha considerado el cumplimiento de los objetivos de penetración de renovables del PER 2011-2020.

Partiendo de los datos estimados por el PER 2011-2020, se estima que la contribución indirecta del sector de las energías renovables al PIB de España en el año 2015 superará los 3.769 millones de euros (contribución total: 13.700 millones de euros), y alcanzará los 4.933 millones de euros en 2020 (contribución total: 17.998 millones de euros), en términos constantes (euros reales del año 2010), véase la figura 11.1.4.

Figura 11.1.4. Contribución total del sector de las energías renovables al PIB de España en millones de euros constantes (base 2010)



Fuente: Deloitte

11.1.3 Balanza fiscal

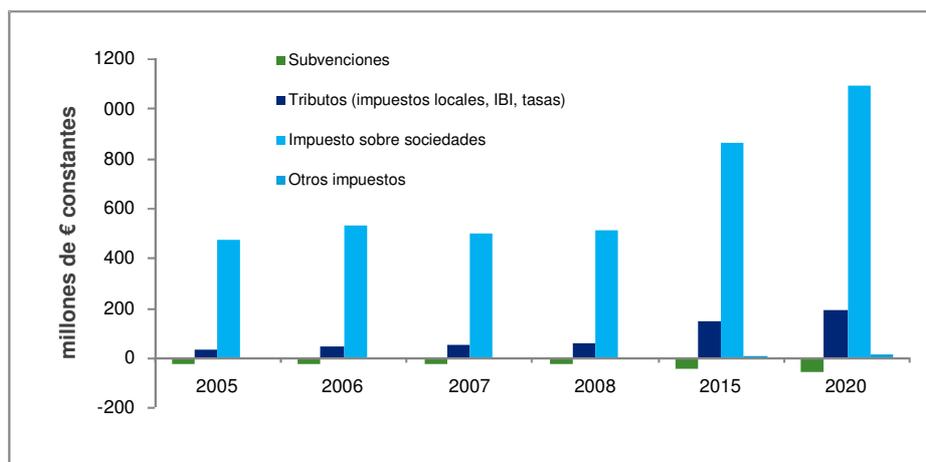
En este apartado se detallan las cuantías satisfechas en concepto de impuesto sobre sociedades, recogido de los estados financieros de las empresas así como el resto de impuestos y subvenciones a la explotación de las empresas del sector de las energías renovables.

Las variables incluidas en la balanza fiscal son:

- **Subvenciones a la explotación:** transferencias corrientes que las administraciones públicas efectúan a las unidades residentes que producen bienes y servicios destinados a la venta. No incluyen las primas recibidas por las energías renovables del régimen especial por la producción de energía.
- **Tributos:** impuestos no contabilizados en concepto de impuesto sobre sociedades u otros impuestos (impuestos locales, IBI, tasas).
- **Otros impuestos:** retenciones e ingresos a cuenta soportados por sociedades transparentes, los importes a cuenta no recuperables por agrupaciones de interés económico y el impuesto sobre beneficios extranjero.

Se prevé un aumento en todas las variables que conforman la balanza fiscal para las energías renovables en 2015 y 2020, tal y como ha venido sucediendo en el período 2005-2008, véase la figura 11.1.5 y en la tabla 11.1.6.

Figura 11.1.5. Balanza fiscal del sector de las energías renovables (2005-2020) en millones de euros constantes (base 2010).



Fuente: Deloitte

Tabla 11.1.6. Balanza fiscal del sector de las energías renovables en el periodo 2005-2020 en millones de euros constantes (base 2010)

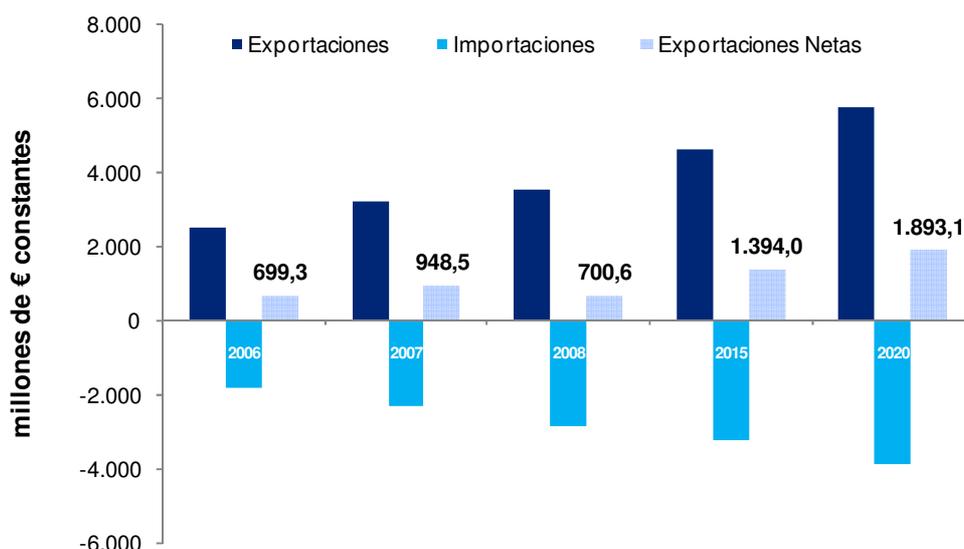
Balanza fiscal (M€ constantes - 2010)	2005	2006	2007	2008	2015	2020
Subvenciones	23,3	25,1	24,5	23,6	41,4	56,9
Tributos (impuestos locales, IBI, tasas)	32,5	46,7	53,1	59,8	153,3	195,1
Impuesto sobre sociedades	482,1	572,9	553,7	548,2	868,6	1.094,4
Otros impuestos	0,9	1,7	3,3	4,7	12,6	16,9

Fuente: Deloitte

11.1.4 Balanza comercial

El sector presenta un saldo neto de exportaciones positivo durante todos los años estudiados (exportaciones superiores a importaciones). En 2008 este saldo fue de aproximadamente 699,3 millones de euros reales (base 2010). La previsión a 2015 y 2020 es una balanza comercial positiva aproximada de 1.394,0 y 1.893,1 millones de euros respectivamente, véase la figura 11.1.6.

Figura 11.1.6. Exportaciones e importaciones del sector de las energías renovables



Fuente: Deloitte

A nivel global, se mantiene la tendencia ascendente del período 2005-2009 tanto en importaciones, como en exportaciones para los años 2015 y 2020, véase en las tablas 11.1.7 y 11.1.8.

Tabla 11.1.7. Exportaciones de las distintas tecnologías en el sector de las energías renovables

Exportaciones (M€ constantes - 2010)	2006	2007	2008	2015	2020
Biocarburantes	58,6	94,3	148,7	228,1	223,5
Biogás	9,1	10,0	8,8	5,3	25,2
Biomasa eléctrica	130,3	170,5	168,0	76,7	101,4
Biomasa térmica	18,2	18,2	19,4	11,3	11,3
Residuos sólidos urbanos	10,9	13,8	13,6	6,5	9,6
Eólica	2.055,2	2.623,6	2.905,7	3.701,0	4.417,9
Geotérmica y otras energías del ambiente	49,3	51,7	36,4	41,9	59,5
Hidroeléctrica (régimen especial)	87,4	104,1	98,3	120,6	132,3
Marina	0,1	0,1	0,2	1,9	5,5
Solar fotovoltaica	93,8	75,0	35,2	71,7	85,4
Solar termoeléctrica	2,9	34,4	47,7	253,4	515,0
Solar térmica	17,3	36,5	47,5	119,6	157,7
Total	2.533,0	3.232,4	3.529,5	4.638,1	5.744,2

Fuente: Deloitte

Tabla 11.1.8. Importaciones de las distintas tecnologías en el sector de las energías renovables

Importaciones (M€ constantes - 2010)	2006	2007	2008	2015	2020
Biocarburantes	246,7	314,1	466,4	513,1	587,1
Biogás	14,0	11,9	5,7	5,2	32,6
Biomasa eléctrica	294,6	268,5	158,6	97,7	131,9
Biomasa térmica	50,2	35,2	20,5	14,3	13,0
Residuos sólidos urbanos	24,9	21,9	12,8	8,1	12,3
Eólica	883,6	1.235,4	1.605,3	2.115,6	2.480,2
Geotérmica y otras energías del ambiente	119,7	126,9	95,4	118,5	169,8
Hidroeléctrica (régimen especial)	20,4	16,4	11,4	5,7	3,7
Marina	0,1	0,1	0,1	16,9	48,0
Solar fotovoltaica	120,5	136,8	294,3	38,6	43,6
Solar termoeléctrica	1,8	14,4	16,4	53,7	82,4
Solar térmica	57,3	102,4	141,9	256,6	246,5
Total	1.833,7	2.283,9	2.828,9	3.244,1	3.851,1

Fuente: Deloitte

De las tablas anteriores se puede deducir:

- El sector de los biocarburantes es importador neto aunque sus exportaciones también son muy relevantes. Debido a la imposibilidad de competir en precios con productos extranjeros, las importaciones de biodiésel han aumentado de forma considerable en el periodo 2006-2008, duplicándose sus cuantías.
- El sector eólico es exportador neto, principalmente derivado de la venta de equipos y componentes. De acuerdo al desarrollo del sector, es previsible que ante la estandarización de la tecnología las importaciones tiendan a aumentar principalmente en los productos no diferenciados, mientras que se exportarán aquellos bienes y servicios en los que se consiga una ventaja competitiva.
- En el año 2008 las importaciones de la fotovoltaica aumentaron de forma considerable, con el objetivo de instalar los parques fotovoltaicos para que entrasen dentro del régimen de incentivos establecidos.
- El desarrollo del sector termoeléctrico producirá un aumento en las exportaciones, principalmente a Estados Unidos, donde existen previsiones de instalaciones nuevas de niveles de potencia muy elevados.

De manera adicional a las exportaciones, muchas empresas del sector se han instalado directamente en las regiones en las que se prevé un crecimiento del mercado, principalmente en eólica y biocarburantes. Los activos de éstas en el extranjero superan los 29.000 millones de euros. Por otra parte, el desarrollo del mercado nacional ha atraído muchas empresas a instalarse en España. Los activos totales cuantificados representan un valor superior a los 11.000 millones de euros en 2008.

La contribución al PIB de estas empresas se incluye principalmente dentro de la energía eólica y desde 2008 en la solar fotovoltaica. De acuerdo a los cálculos

realizados, en la eólica, las empresas identificadas como extranjeras (empresas con su matriz localizada en el extranjero), la contribución al PIB fue aproximadamente 11,4% del total de la tecnología. En la fotovoltaica, esta cifra alcanzó el 15,6%.

11.1.5 Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)

En sectores nuevos y que no se encuentran en su madurez comercial, la inversión en investigación, desarrollo e innovación supone un esfuerzo muy relevante en términos económicos, pero a la vez necesario para mantener la competitividad de sus productos. En este sentido, el sector de las energías renovables en su conjunto muestra niveles de inversión en I+D+i superiores a los observados en otros sectores principalmente debido a:

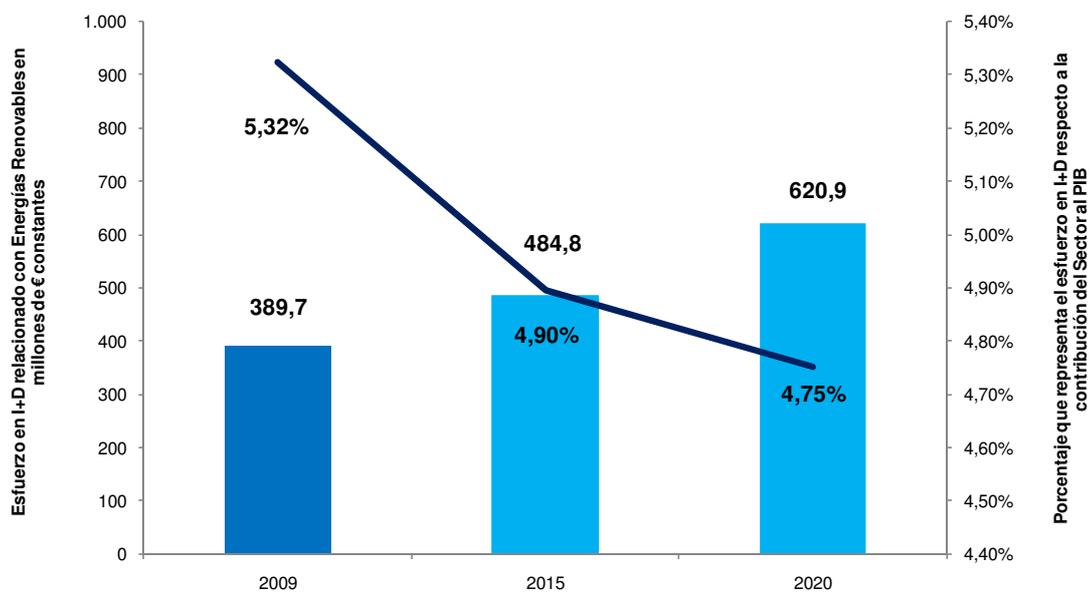
- La situación de desarrollo de las diferentes tecnologías y el potencial: a medida que se avanza sobre la curva de aprendizaje de una tecnología, las posibilidades de mejorar el producto tienden a disminuir. En este caso, al tratarse de tecnologías novedosas la mayor parte de ellas tiene todavía un gran potencial de desarrollo y mejora en utilización de diferentes materiales, ganancias de eficiencia, mejor predicción del recurso, limitación de las pérdidas, nuevas aplicaciones, complementariedad de diferentes tecnologías, etc.
- La necesidad de obtener ventajas competitivas respecto de los competidores: en un mercado globalizado, sujeto a la constante relocalización de la producción hacia las regiones donde resulta más barato producir, el I+D+i representa un factor diferenciador clave del producto.
- La capacidad de atender los retos y características específicas del mercado español: cada territorio posee sus propias características de recurso (radiación solar, profundidad para instalar eólica *offshore*, regulación referente a estándares de calidad,...) por lo que las características singulares en España, tendrán que ser atendidas en gran medida por empresas locales.
- Las ayudas que se otorgan: tanto a nivel comunitario como nacional, regional y local, las energías renovables representan una prioridad de la política energética. En este sentido, existen múltiples programas de ayudas que incentivan a la inversión y desarrollo de tecnología.

A partir de la información recopilada de las empresas del sector de las energías renovables, se ha realizado una estimación de las cuantías dedicadas a I+D+i:

- En 2009, la inversión en investigación, desarrollo e innovación alcanzó, expresado en euros reales (base 2010) los 389,7 millones de euros; la previsión a 2015 y 2020 es de 484,8 y 620,9 millones de euros, respectivamente.
- Estas cifras representan un 5,32% de la contribución al PIB del sector en 2009, un 4,90% en 2015 y un 4,75% en 2020. Como se ha mencionado anteriormente, a medida que las tecnologías maduran la inversión en I+D+i respecto al valor añadido disminuye.
- Asimismo, es relevante señalar que en relación al gasto medio para España respecto al PIB, el sector de las energías renovables invierte más que la media de la economía española: 1,35% (INE, 2010).

Se espera un aumento en el gasto en I+D+i de las empresas del sector de las energías renovables en España para 2015 y 2020, si bien disminuirá el porcentaje que representan sobre la contribución total al PIB, véase la figura 11.1.7.

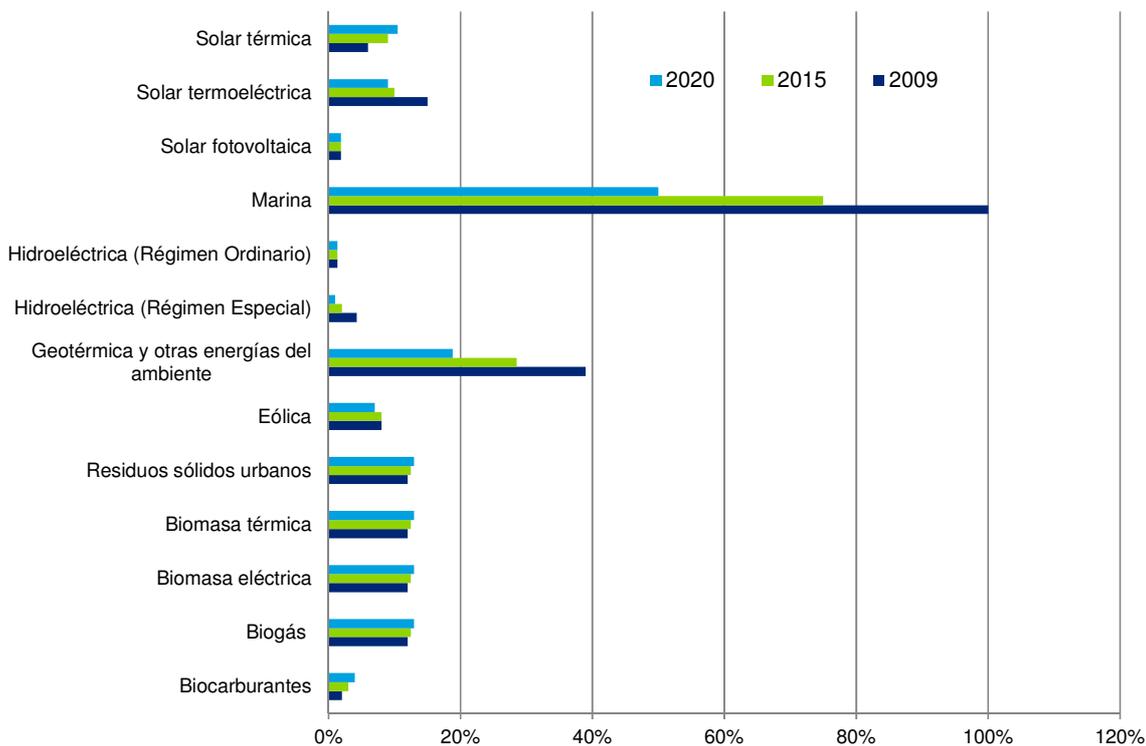
Figura 11.1.7. Gasto en I+D+i de las empresas del sector de las energías renovables en España (2009, 2015 y 2020) en millones de euros constantes (base 2010) y porcentaje que representan sobre la contribución total al PIB



Fuente: Deloitte

Desglosado por tecnologías, las tecnologías que mayor porcentaje dedican a la inversión en I+D+i en España respecto a su propia contribución al PIB son aquellas de menor desarrollo en la actualidad: las energías del mar y geotérmica, véase la figura 11.1.8.

Figura 11.1.8. Porcentaje que representa la inversión en I+D+i según tecnologías respecto a su propia contribución al PIB



Fuente: Deloitte

El gasto en I+D+i de cada una de las tecnologías renovables, en millones de euros constantes para 2009 y las previsiones para los años 2015 y 2020, muestran que la energía eólica se mantiene por encima del resto de tecnologías, véase la tabla 11.1.9.

Tabla 11.1.9. Gasto en I+D+i de cada una de las tecnologías renovables, en millones de euros constantes (base 2010)

Gasto en I+D+i (M€ constantes - base 2010)	2009	2015	2020
Biocarburantes	4,5	9,8	21,0
Biogás	5,9	6,9	15,3
Biomasa eléctrica	66,9	43,7	59,3
Biomasa térmica	5,9	6,9	11,4
Residuos sólidos urbanos	5,5	4,0	6,0
Eólica	159,1	194,5	192,3
Geotérmica y otras energías del ambiente	19,5	26,9	27,9
Hidroeléctrica (régimen especial)	15,5	5,3	2,7
Hidroeléctrica (régimen ordinario)	12,5	32,4	46,2
Marina	5,7	25,6	40,3
Solar fotovoltaica	52,4	59,4	71,3
Solar termoeléctrica	32,6	57,4	108,7
Solar térmica	3,5	12,0	18,7
Total	389,7	484,8	620,9

Fuente: Deloitte

11.1.6 Evolución por tecnologías

A continuación se detalla la contribución total al PIB de cada tecnología de origen renovable, desglosada por áreas de actividad. El marco temporal incluye el período comprendido entre 2005-2009, así como las previsiones para 2015 y 2020.

Biocombustibles

La aportación directa del sector de biocarburantes a la economía ha aumentado paulatinamente en el período 2005-2009. Para 2015 y 2020 se espera un crecimiento del sector, con incrementos que representarían, en estos años, el 46,5 y el 135,4% respecto al valor de 2009 en términos reales, véase la tabla 11.1.10.

Tabla 11.1.10. Contribución total de los biocarburantes al PIB por actividades (millones de euros constantes - base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009	2015	2020
Producción/venta de energía	78,7	86,5	89,7	90,2	163,0	260,8	454,1
Fabricación/distribución de equipos y componentes/construcción	8,0	8,8	9,1	9,2	16,5	26,5	46,1
Operación y mantenimiento/Ingeniería y consultoría	3,7	4,1	4,2	4,2	7,6	12,2	21,3
Otros	41,5	45,6	47,2	47,5	85,8	137,3	239,1
PIB total de la tecnología	131,9	144,9	150,2	151,1	273,0	436,8	760,5

Fuente: Deloitte

Biomasa

En este sector se engloban las siguientes tecnologías: biomasa eléctrica, biomasa térmica, biogás y residuos sólidos urbanos e industriales.

La aportación de este sector al PIB ha crecido de forma muy lenta en el período 2005-2009 y no se esperan crecimientos importantes en un futuro, véase la tabla 11.1.11.

Tabla 11.1.11. Contribución total del sector de la biomasa al PIB por actividades (millones de euros constantes base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009	2015	2020
Producción de energía	513,4	541,2	621,8	603,7	590,6	414,3	596,1
Fabricación/distribución de equipos y componentes/construcción	274,2	212,8	192,5	212,9	208,3	146,1	210,2
Operación y mantenimiento/ingeniería y consultoría	152,0	126,2	82,0	96,9	94,8	66,5	95,7
Otros	237,8	252,8	213,8	217,4	212,7	149,2	214,6
PIB total de la tecnología	1.177,3	1.133,0	1.110,2	1.130,9	1.106,4	776,1	1.116,7

Fuente: Deloitte

Eólica

La eólica es la tecnología renovable que más se ha desarrollado en España en los últimos años. En 2009, la potencia instalada en España superaba los 19.000 MW y la generación de electricidad a partir del viento supuso un 14,39% del total de la cobertura de la demanda de energía eléctrica. Las previsiones para el año 2020 sugieren que la eólica seguirá teniendo un papel dominante respecto al resto de tecnologías renovables, con una contribución superior al 50%.

La instalación de potencia eólica ha venido acompañada por la creación de un sector proveedor de equipos, componentes y servicios específicos a la industria muy importante. Además de contar con promotores y productores líderes a nivel mundial, con inversiones en todos los mercados relevantes, entre los principales fabricantes de aerogeneradores y sus componentes, así como ingenierías y consultorías, se encuentran empresas españolas.

La contribución al PIB de esta tecnología ha experimentado un rápido crecimiento en el período 2005-2009 y se prevé que continúe en esta senda en el futuro, véase la tabla 11.1.12.

Tabla 11.1.12. Contribución total del sector eólico al PIB por actividades (millones de euros constantes base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009	2015	2020
Producción de energía	590,8	686,8	900,8	1.244,2	1.056,5	1.291,6	1.459,2
Fabricación/distribución de equipos y componentes/construcción	1.154,9	1.304,9	1.304,0	1.314,7	1.116,4	1.364,7	1.541,8
Operación y mantenimiento /ingeniería y consultoría	293,0	333,4	331,7	384,9	326,8	399,5	451,4
Otros	659,2	757,1	891,6	911,5	774,0	946,2	1.068,9
PIB total de la tecnología	2.697,9	3.082,1	3.428,1	3.855,2	3.273,8	4.002,0	4.521,3

FUENTE: Deloitte

Geotermia y otras energías del ambiente

La geotermia y otras energías del ambiente son fuentes de energía que se encuentran entre las menos conocidas en España. La mayoría de los proyectos geotérmicos se encuentra aún en fase de investigación y desarrollo, ya que la falta de conocimiento sobre este recurso, representa inversiones todavía muy arriesgadas para los promotores. La utilización de la bomba de calor aerotérmica se encuentra más extendida.

En el periodo 2005-2009 la contribución al PIB ha sido discreta, si bien se espera un crecimiento sostenido en el futuro, véase la tabla 11.1.13.

Tabla 11.1.13. Contribución total del sector de la geotérmica y otras energías del ambiente al PIB por actividades (millones de euros constantes base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009	2015	2020
Producción de energía	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,1
Fabricación/distribución de equipos y componentes/construcción	52,3	53,9	56,6	39,5	29,8	43,1	60,1
Operación y mantenimiento/ingeniería y consultoría	6,2	9,1	11,0	15,1	21,6	53,3	77,9
Otros	13,0	13,6	14,3	10,3	8,2	25,5	40,5
PIB total de la tecnología	71,4	76,6	81,8	65,0	59,7	122,0	191,6

Fuente: Deloitte

Hidroeléctrica - Régimen especial

El sector mini hidráulico ha experimentado un crecimiento casi nulo respecto a la capacidad instalada en el período 2005-2009. La generación de este tipo de energía se encuentra muy sujeta a la pluviosidad específica de cada año. Esta tecnología ha alcanzado un elevado desarrollo tecnológico, con equipos con una eficiencia superior al 95%.

La contribución al PIB ha sido muy similar en el periodo 2005-2009 debido a los factores mencionados anteriormente (poco crecimiento de la potencia), quedando

sujetos los ingresos a las variaciones en el precio de la electricidad y los niveles de lluvia de los diferentes años. Por actividades, la producción de energía es la actividad que más aportó al PIB en 2009 y seguirá haciéndolo en 2015 y 2020, véase la tabla 11.1.14.

Tabla 11.1.14. Contribución total del sector hidroeléctrico (régimen especial) al PIB por actividades (millones de euros constantes base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009	2015	2020
Producción de energía	232,0	251,3	207,8	324,5	315,5	229,6	231,2
Fabricación/distribución de equipos y componentes/construcción	111,1	124,8	94,1	60,8	59,1	43,0	43,3
Operación y mantenimiento/ingeniería y consultoría	109,9	123,8	92,3	54,1	52,6	38,3	38,6
Otros	90,6	100,0	78,8	87,9	85,4	62,2	62,6
PIB total de la tecnología	543,6	599,8	473,0	527,2	512,7	373,1	375,6

Fuente: Deloitte

Hidroeléctrica - Régimen ordinario

A efectos de la cuantificación del impacto económico que suponen estas centrales, su contribución al PIB se divide principalmente entre el beneficio generado y el consumo de capital fijo (amortización del inmovilizado). Por lo que la evolución de la contribución al PIB de esta tecnología depende principalmente de dos factores: la pluviosidad del año estimado y el precio de la energía en ese año.

De acuerdo a las previsiones de precios y producción de energía para los años 2015 y 2020, la contribución directa al PIB crecerá de forma moderada en 2015 y 2020, véase la tabla 11.1.15.

Tabla 11.1.15. Contribución total del sector hidroeléctrico (régimen ordinario) al PIB por actividades (millones de euros constantes base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009	2015	2020
Producción de energía	1.491,5	1.621,0	1.216,1	1.504,5	928,4	2.400,1	3.419,3
Fabricación/distribución de equipos y componentes/construcción	44,3	48,2	36,2	44,7	27,6	71,4	101,7
Operación y mantenimiento/ingeniería y consultoría	65,0	70,6	53,0	65,5	40,4	104,5	148,9
Otros	283,8	308,5	231,4	286,3	176,7	456,7	650,7
PIB total de la tecnología	1.884,6	2.048,3	1.536,6	1.901,0	1.173,1	3.032,7	4.320,5

Fuente: Deloitte

Energías del mar

Debido de la complejidad tecnológica, la dificultad del medio, la baja eficiencia de los dispositivos desarrollados hasta la fecha y al alto coste de su instalación y

operación, las energías marinas, principalmente mareomotriz (mareas) y undimotriz (olas) representan las tecnologías renovables menos conocidas en nuestro país.

La contribución de este sector al PIB se deriva del conocimiento generado en los proyectos de I+D+i que pretenden investigar en diferentes campos como equipos de generación, posibilidades de instalación, mejoras en la eficiencia así como transporte y distribución de la electricidad a tierra. El crecimiento esperado de la aportación de esta tecnología al PIB es muy importante, 1.302% en 2020.

Solar fotovoltaica

El sector de energía solar fotovoltaica aportó al PIB de España de manera directa aproximadamente 2.783,6 millones de euros en el año 2009 y aportará 3.152,2 millones de euros en 2015 y 3.784,3 millones de euros en 2020, expresado en términos constantes (base 2010).

En términos agregados, en el periodo 2005-2009, el sector de la energía solar fotovoltaica ha contribuido al PIB con más de 4.876,9 millones de euros constantes (base 2010). Por áreas de actividad, la promoción y los fabricantes de equipos suponen la contribución más importante al PIB, véase la tabla 11.1.16.

Tabla 11.1.16. Contribución total del sector solar fotovoltaico al PIB por actividades (millones de euros constantes base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009	2015	2020
Promotores y fabricantes de equipos particulares	270,0	273,1	300,7	1.179,0	2.862,0	3.240,9	3.890,8
Ingeniería y consultoría	14,1	15,2	10,6	69,7	23,0	26,1	31,3
Otros	78,0	81,3	99,8	336,5	306,2	716,1	416,3
PIB total de la tecnología	362,1	369,6	411,1	1.585,2	3.517,3	3.983,1	4.781,8

Fuente: Deloitte

Solar termoeléctrica

La contribución total al PIB de España de la energía solar termoeléctrica creció de forma considerable en el período 2005-2009 y continuará haciéndolo en el futuro, véase la tabla 11.1.17.

Tabla 11.1.17. Contribución total del sector solar termoeléctrico al PIB por actividades (millones de euros constantes base 2010)

	2006	2007	2008	2009	2015	2020
Producción de energía/promotores de instalaciones	2,1	22,3	39,5	140,6	370,8	780,7
Fabricación/distribución de equipos y componentes	1,8	14,8	23,0	81,9	216,0	454,8
Operación y mantenimiento/ingeniería y consultoría	0,2	2,2	5,3	18,8	49,5	104,1
Otros	1,3	7,3	11,9	42,4	111,8	235,4
PIB total de la tecnología	5,4	45,5	79,6	283,7	748,1	1.575,1

Fuente: Deloitte

Solar térmica

La contribución al PIB por parte de esta tecnología se ha incrementado de manera muy relevante en el periodo 2005-2009. De cumplirse los objetivos establecidos para 2020, la contribución al PIB se incrementaría en 2015 y 2020 en un 136,3 y un 214,3% respectivamente, véase en la tabla 11.1.18.

Tabla 11.1.18. Contribución total del sector solar térmico al PIB por actividades (millones de euros constantes base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009	2015	2020
Producción de energía	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fabricación/distribución de equipos y componentes/construcción	7,5	18,6	34,8	70,3	55,2	128,3	170,6
Operación y mantenimiento/ingeniería y consultoría	0,8	1,7	2,5	12,9	10,1	23,6	31,4
Otros	1,2	3,0	5,5	12,3	9,7	22,4	29,9
PIB total de la tecnología	9,5	23,2	42,8	95,5	75,0	174,3	231,8

Fuente: Deloitte

11.2 EL EMPLEO Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables se muestran como un importante motor económico para España. Es de vital importancia disponer de un conocimiento de esta realidad y determinar el empleo generado por estas fuentes de energía, propósito que adquiere especial relevancia ante el reto que supone cambiar el actual modelo económico por un nuevo modelo productivo y energético bajo en carbono.

11.2.1. Situación actual del empleo en el sector de las energías renovables. Año 2010

Dentro del conjunto de estudios realizados como base para la realización del PER 2011-2020 se encuentra el “*Estudio sobre el empleo asociado al impulso de las energías renovables en España*” realizado por Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud (ISTAS), que ya había realizado un estudio de similares características en 2007. Este estudio calcula el empleo asociado al impulso de las fuentes de energía renovables en España en 2010, analizando los puestos de trabajo tanto directos como indirectos asociados a las energías renovables, desagregando los resultados por tecnologías y por áreas de actividad.

El estudio realiza una caracterización del sector (número y tamaño de las empresas, antigüedad, tipos de empresa, mercados de referencia) y un análisis de las características del empleo generado en términos de cualificación profesional, género, edad, tipo de contrato y actividad. Así mismo, el estudio ofrece datos sobre previsiones de empleo futuras para los años 2015 y 2020, basado en los objetivos del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER).

Para llevar a cabo el estudio, ISTAS tuvo en cuenta la información empresarial, mediante la realización de encuestas y otras consultas específicas. En total, 925

empresas participaron en el trabajo, que fue contrastado y ampliado analizando diversas fuentes secundarias y la bibliografía existente, así como las memorias de las empresas más importantes del sector. Además, se realizaron estudios de casos en empresas significativas de los distintos subsectores, entrevistas en profundidad con empresarios, trabajadores y expertos del sector y se analizaron los convenios colectivos de numerosas empresas del sector.

Situación empresarial del sector

El “Estudio sobre el empleo asociado al impulso de las energías renovables en España” de ISTAS demuestra que las empresas analizadas mantienen niveles de productividad muy elevados y muy superiores al promedio de la economía. También existe una actividad exportadora muy elevada, y un mayor esfuerzo en investigación, desarrollo e innovación que el promedio de la economía.

La participación de las empresas sobre el total nacional en términos de empleo (0,16%) es muy inferior a su participación en términos de producción y valor añadido, lo que confirma que el sector mantiene un nivel de productividad superior al promedio de la economía.

De acuerdo con el estudio, la mayor parte de las empresas encuadradas en el sector de energías renovables se adscriben a cuatro sectores:

- Solar Fotovoltaico: 54,6%
- Solar Térmico: 41,8%
- Eólico: 24,4%
- Biomasa: 22,1%

Las empresas de mayor tamaño se ubican principalmente en los subsectores eólico y solar fotovoltaico; también, en menor medida, en biomasa.

Respecto a la situación en el año 2007, el grueso de las actividades de mayor peso se mantienen constantes. Las que experimentan mayor crecimiento son:

- Desarrollo de proyectos.
- Construcción
- I+D+i (se triplica el número de empresas que declaran realizar investigación).

El progresivo aumento de la potencia instalada incrementa consecuentemente el empleo asociado a la operación y mantenimiento; este empleo es independiente respecto de las variaciones en los ritmos de implementación de nuevas instalaciones, y se define cada vez de una manera más precisa. Gran parte del mismo está compuesto de ocupaciones especializadas y cualificadas.

El 94% de las empresas observadas tiene menos de 50 trabajadores, concentrando el 9,8% del empleo. En el otro extremo, el 1,5% de las empresas tienen más de 250 trabajadores y sin embargo, representan un importantísimo porcentaje del volumen total de empleo.

Caracterización del sector y del empleo asociado al mismo

El Estudio de ISTAS, ofrece los siguientes datos sobre las características del sector empresarial de las energías renovables en España en términos de empleo:

- Distribución de los empleos por tamaño de empresa. El mayor volumen de empleo se concentra en las empresas mayores de 1.000 empleados (38,7% del

total de empleo). Las empresas de entre 11-50 y 251-1.000 empleados también aportan un número importante al sector, alrededor del 19,0%.

Las empresas más pequeñas, a pesar de tener una presencia numérica superior al 68,8% sobre el conjunto, sólo representan un 9,8% de los empleos.

- Empleos por tipo de empresa. El 70% de los empleos se concentra en empresas multinacionales de distinto origen, lo que muestra el grado de internacionalización del sector. Las multinacionales españolas son las que mayor volumen de empleo, con el 34,1% sobre el total; las empresas independientes agrupan el 30,9% del empleo.
- Investigación, desarrollo e innovación. El 13% de las empresas tiene un departamento de I+D+i y el 20% dedica a parte de su personal a estas tareas. Los porcentajes son mayores al aumentar el tamaño de la empresa. La presencia de las mujeres en estas divisiones es algo más elevada que la media general. Se percibe un incremento continuo de la presencia de los departamentos de I+D+i en las empresas a medida que aumenta su tamaño. Al menos tres de cada cuatro empresas mayores de 1.000 trabajadores disponen de un departamento de estas características.
- Evolución del Empleo. Casi un 43% de las empresas indican que han experimentado un crecimiento continuo de sus plantillas en los últimos años. Un 25% de las empresas ha sufrido los efectos de la crisis sectorial, resultante tanto de la situación económica como de los cambios en la normativa, y han reducido el número de empleados. Este hecho ha tenido especial incidencia en los subsectores: solar térmico, solar fotovoltaico, geotermia, y las actividades comunes a todos los sectores.

En cuanto a las características del empleo generado, el Estudio de ISTAS, concluye en lo siguiente:

- Tipo de contratación. El 83,7% del personal tiene contrato indefinido, el 14,1% contratos eventuales, 0,9% de Formación/Prácticas y 1,2% son trabajadores autónomos. Los trabajadores con menor cualificación profesional tienen una mayor proporción de contratos temporales; en los auxiliares (personal no cualificado) la cifra de temporalidad llega casi hasta el 38%.
- Género. Las mujeres representan un 26,3% del total de empleos (Tabla 11.2-1). Este porcentaje es inferior al del conjunto de la economía y similar al del conjunto de la industria. Su distribución por departamentos reproduce en gran medida lo que ocurre en el sector industrial: cerca de un 64% de los empleos se sitúan en el departamento de administración. Su menor representación se observa en los trabajos relacionados con la producción industrial y la instalación.

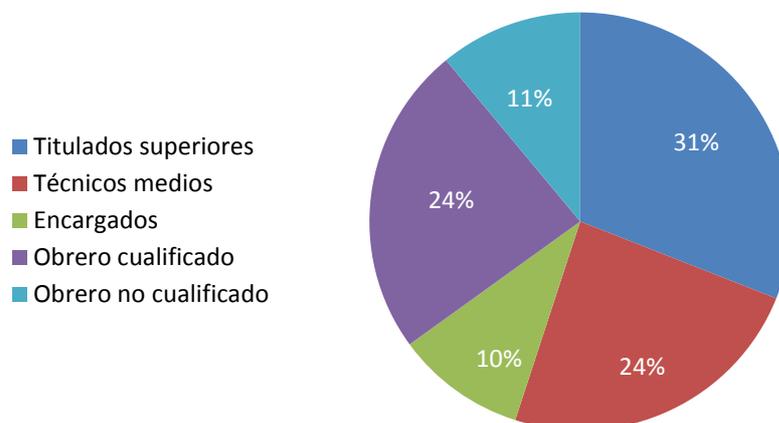
Tabla 11.2-1. Distribución empleo por género en las empresas del sector. Año 2010 (%)

	<i>Empleos en Renovables</i>	<i>Conjunto economía</i>	<i>Industria</i>	<i>Industria manufacturera</i>
	%			
Mujeres	26,3	44,3	24,4	25,3
Hombres	73,7	55,7	75,6	74,7
Total	100	100	100	100

Fuente: ISTAS

- **Cualificación profesional.** La mayor parte de los trabajadores de este sector son técnicos o titulados superiores, seguido de técnicos medios (donde se incluye el personal administrativo) y de oficiales.

Figura 11.2-2. Distribución de la cualificación del personal en el sector de las energías renovables. Año 2010.



Fuente: ISTAS

Datos empleo 2010

El Estudio de ISTAS estima, de forma conservadora, que existen 70.152 empleos directos y 45.570 empleos indirectos en España en 2010 asociados a las energías renovables. El volumen de empleo total es, por tanto, según ISTAS de 115.722 puestos de trabajo en las diferentes áreas de actividad (fabricación de equipos, I+D, comercio, exportaciones, formación, finanzas, etc.). Se trata de un cálculo coherente con las bases del estudio pero conservador puesto que esta cifra no incluye, por ejemplo, los empleos derivados de la obtención del recurso en biomasa.

Las tecnologías a las que corresponde el mayor porcentaje de empleo directo son la energía eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, representando entre las tres más del 80% del empleo asociado a las energías renovables.

De acuerdo este estudio, las actividades que más empleo directo generan son la fabricación de equipos (37,6%), el desarrollo de proyectos y servicios (18,3%) y la construcción e instalación (16,9%). La operación y mantenimiento representa en 2010 el 12% del empleo directo. Las actividades relacionadas con I+D+i contribuyen al empleo con un 4,5 %, apreciándose en este terreno un esfuerzo en las empresas de energías renovables superior al del resto de la economía. (Tabla 11.2-3)

Tabla 11.2-3. Situación del empleo directo asociado a las energías renovables en 2010. Distribución por actividades.

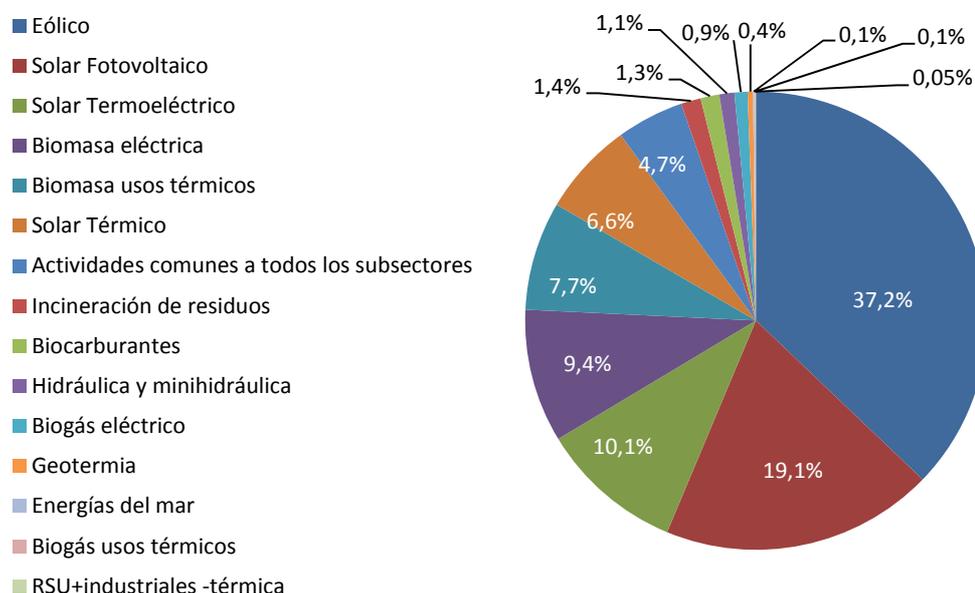
	Empleos totales	%
Fabricación de equipos	26.387	37,6%
Desarrollo de proyectos y servicios	12.834	18,3%
Construcción e Instalación	11.840	16,9%
Operación y Mantenimiento	8.395	12,0%

Comercialización, venta de equipos	7.228	10,3%
I+D+i	3.185	4,5%
Formación	283	0,4%
TOTAL	70.152	100,0%

Para aquellas tecnologías especialmente dinámicas en su desarrollo, como es el caso de la energía solar termoeléctrica, se han tenido en cuenta, aparte del estudio de ISTAS, referencia básica de cálculo por la consistencia de sus resultados, otras fuentes y estimaciones. Del mismo modo, se ha cuantificado la actividad de obtención del recurso para las áreas de biomasa térmica y eléctrica. Los datos de empleo en España para el sector de energías renovables en 2010, teniendo en cuenta las consideraciones anteriormente mencionadas, son los siguientes (Tabla 11.2-4):

Tabla 11.2-4. Situación del empleo asociado a las energías renovables en 2010.

SUBSECTORES RENOVABLES	Niveles de empleo. Año 2010			
	Empleo Directo	Empleo Indirecto	Empleo Total	%
Eólico	30.651	24.521	55.172	37,2%
Solar Fotovoltaico	19.552	8.798	28.350	19,1%
Solar Termoeléctrico	9.346	5.608	14.954	10,1%
Biomasa eléctrica	7.172	6.789	13.961	9,4%
Biomasa usos térmicos	5.754	5.640	11.394	7,7%
Solar Térmico	6.757	3.041	9.798	6,6%
Actividades comunes a todos los subsectores	4.262	2.718	6.980	4,7%
Incineración de residuos	1.415	637	2.052	1,4%
Biocarburantes	964	988	1.952	1,3%
Hidráulica y minihidráulica	1.078	485	1.563	1,1%
Biogás eléctrico	664	681	1.345	0,9%
Geotermia	415	162	577	0,4%
Energías del mar	74	38	112	0,1%
Biogás usos térmicos	55	56	111	0,1%
Residuos domésticos+industriales - térmica	50	23	73	0,05%
TOTAL	88.209	60.185	148.394	100,0%



Fuente: IDAE/ISTAS

El sector de las energías renovables emplea en España en 2010 a 88.209 personas de forma directa, significando un total de 148.394 empleos (directos e indirectos). La obtención del recurso biomásico empleó en 2010 a un total de 17.570 personas.

Por tecnologías, el sector eólico, biomasa (térmica y eléctrica) y todas las áreas solares (solar fotovoltaica, solar térmica y solar termoeléctrica) concentran aproximadamente el 90% del total de empleos del sector.

11.2.2. Previsiones futura de empleo en el sector de las energías renovables para el período 2011-2020, de acuerdo con los objetivos del PER.

De acuerdo con el análisis pormenorizado realizado por ISTAS, las expectativas de futuro de las empresas entrevistadas, se basan en un mantenimiento de los puestos de trabajo, con una tendencia a la generación de nuevos empleos, ya que alrededor de un 27,4 % de empresas comentan explícitamente que crecerán en los próximos años, y hay entre ellas un 16,2 % que tienen planes concretos de contratación para los próximos años.

Con carácter general, el empleo generado en el sector de las energías renovables se puede clasificar en dos categorías principales que experimentan patrones de crecimiento diferenciados:

- *Fabricación e instalación:* incluye el empleo industrial asociado a la fabricación de equipos y todo el empleo necesario para la puesta en marcha de una instalación de energías renovables desde la promoción del proyecto, ingeniería, etc. hasta la puesta en marcha de la instalación. El empleo creado de este subsector depende de la puesta en marcha de nuevas plantas, de modo que se mantendrá estable siempre que siga instalándose más energía renovable o se acentúe la tendencia exportadora que ha venido incrementándose en los últimos tiempos.
- *Operación y mantenimiento:* empleo necesario para llevar a cabo las labores de manejo y gestión de la planta. Estos puestos de trabajo permanecen constantes a lo largo de la vida útil de la planta energética y, por tanto, incrementan su número de forma agregada año tras año.

En el horizonte 2020, el número de empleos asociados a las energías renovables se aumentará de forma considerable. Para las previsiones futuras se ha utilizado la metodología que utiliza el “*Estudio sobre el empleo asociado al impulso de las energías renovables en España*” de ISTAS basado en la correlación de los datos de empleo obtenidos por métodos cuantitativos (encuestas) y la potencia instalada de cada tecnología. De este modo, se asocia el empleo a la potencia instalada anualmente (fabricación e instalación) y a la potencia acumulada (operación y mantenimiento).

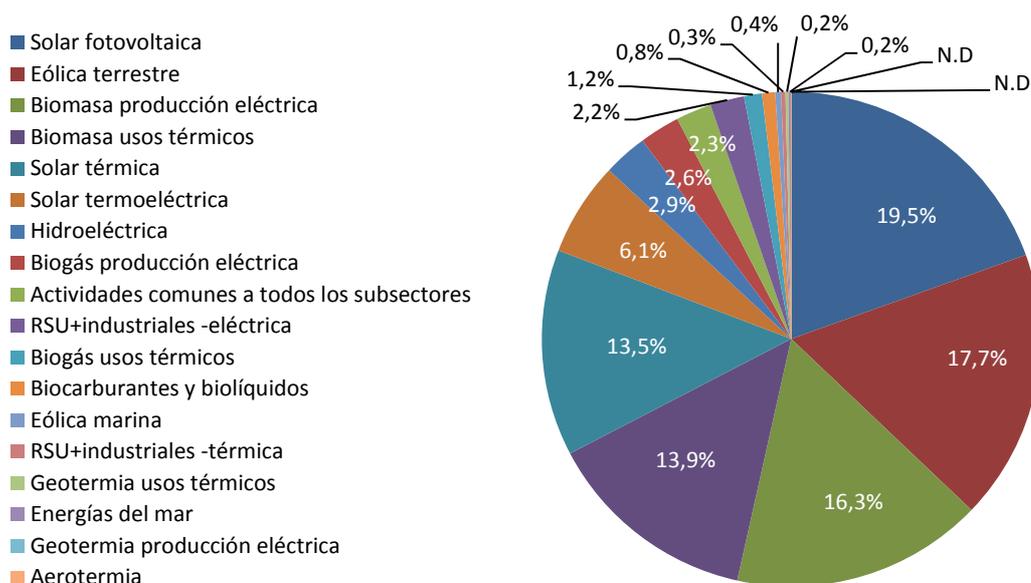
Es necesario mencionar que en el cálculo de empleo futuro sólo se tiene en cuenta el mix energético español, sin considerar las exportaciones de equipos y servicios. Para calcular el efecto de las importaciones y exportaciones se ha considerado que en 2020 se mantiene el mismo nivel que en 2009.

Se han introducido los factores de corrección necesarios en algunos subsectores, debido a que el estudio de ISTAS se realizó en base a los objetivos del Plan de Acción Nacional de Energía Renovables de España 2011-2010 (PANER) y dichos objetivos difieren, en algunos subsectores, de los objetivos fijados por el PER 2011-2020.

Considerando la metodología y las premisas mencionadas en este capítulo, en 2020 se estima que el sector de las energías renovables emplee a un total de 302.866 personas, de los cuales 180.175 serán empleos directos y 122.691 serán indirectos, como se aprecia en la Tabla 11.2-5.

Tabla 11.2.5. Niveles de empleo asociados a cada subsector tecnológico renovable

SUBSECTORES RENOVABLES	Niveles de empleo estimados por subsector renovable en 2020, asociados a cada fase							
	Obtención del Recurso		Construcción y Desmantelamiento		Explotación		TOTAL	%
	Directo	Indirecto	Directo	Indirecto	Directo	Indirecto		
Solar fotovoltaica	X	X	35.006	15.753	5.699	2.564	59.022	19,5%
Eólica terrestre	X	X	26.745	21.396	2.972	2.377	53.491	17,7%
Biomasa producción eléctrica	20.671	20.671	3.471	3.055	833	733	49.435	16,3%
Biomasa usos térmicos	17.715	17.715	1.087	957	2.417	2.127	42.017	13,9%
Solar térmica	X	X	24.657	11.096	3.523	1.585	40.861	13,5%
Solar termoeléctrica	X	X	7.269	4.362	4.320	2.592	18.543	6,1%
Hidroeléctrica	X	X	5.863	2.638	120	54	8.675	2,9%
Biogás producción eléctrica	X	X	3.819	3.914	108	111	7.952	2,6%
Actividades comunes a todos los subsectores	X	X	3.836	2.446	426	272	6.980	2,3%
Residuos domésticos+industriales - eléctrica	X	X	1.441	648	3.166	1.425	6.681	2,2%
Biogás usos térmicos	X	X	1.700	1.742	48	49	3.539	1,2%
Biocarburantes y biolíquidos	N.D.	N.D.	288	295	962	986	2.530	0,8%
Eólica marina	X	X	573	458	64	51	1.146	0,4%
Residuos domésticos+industriales - térmica	X	X	186	84	410	184	864	0,3%
Geotermia usos térmicos	X	X	385	150	45	18	598	0,2%
Energías del mar	X	X	200	104	150	78	532	0,2%
Geotermia producción eléctrica	X	X	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0	0,0%
Aerotermia	X	X	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0	0,0%
TOTAL RENOVABLES	38.386	38.386	116.527	69.098	25.262	15.207	302.866	100%



Fuente: IDAE/ISTAS

En cuanto a las previsiones de empleo para el año 2020, el sector de las energías renovables generaría 154.472 empleos (directos e indirectos), lo que representa un crecimiento respecto al empleo en 2010 del 104%. El mayor aumento relativo se da en la fase de operación y mantenimiento, debido al aumento paulatino de la potencia acumulada.

Por tecnologías siguen siendo las tecnologías solares (solar térmica, fotovoltaica y termoeléctrica), la energía eólica y la biomasa (usos térmicos y eléctricos) las que registrarán en 2020 un volumen mayor de empleo, concentrando el 87% del total de empleo en 2020. En este sentido es importante destacar el importante crecimiento del empleo en el sector de la biomasa, debido principalmente al aumento del número de empleos para la obtención del recurso.

El número de empleos asociados a la energía eólica no experimenta crecimiento, si bien se mantiene como un sector líder en nuestra economía. En 2020 emplearía de forma directa e indirecta a más de 54.000 personas, lo que representa un 18% del total del empleo asociado a las energías renovables. De estos empleos, aproximadamente el 98% estará asociado a parques eólicos terrestres y el 2% a parques eólicos marinos.

Las actividades asociadas a la construcción y desmantelamiento de instalaciones de energía renovable, supondrán el 61% del total de empleo del sector, mientras que las actividades asociadas a la explotación (operación y mantenimiento) supondrán el 13% del total del empleo del sector.

Las energías renovables se presentan como un sector con un papel primordial para el fomento de la seguridad del abastecimiento energético, el desarrollo tecnológico y la innovación, contribuyendo de forma positiva a la creación de empleo y de riqueza (PIB). España es pionero en el desarrollo de ciertas tecnologías, como es el caso de la energía eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica. Alrededor de estas tecnologías se ha creado un fuerte tejido industrial, que se caracteriza por unos niveles de productividad muy elevados y superiores a la media de la economía. Es un sector con una propensión exportadora elevada y con unos niveles de inversión en investigación y desarrollo superior al resto de la economía española. Se trata de un sector que en los últimos años ha empleado a un gran número de personas y cuyas perspectivas son muy optimistas. En los próximos años, el sector de las energías renovables ofrecerá

nuevas oportunidades de empleo y de desarrollo regional, especialmente en zonas rurales y aisladas, convirtiéndose en un importante motor en el desarrollo social y económico.

11.3 EMISIONES EVITADAS DE CO₂

Los compromisos derivados del Protocolo de Kioto, y los posteriores acuerdos y negociaciones para intensificar la lucha contra el calentamiento global, especialmente en el seno de la Unión Europea, muestran la preocupación política y social por el cambio climático. La generación y el consumo de energía son responsables del 80% de las emisiones de efecto invernadero, por lo que la incorporación de energías renovables en este sector ayudará de forma notable a reducir sus emisiones. En este apartado se valora la contribución de las energías renovables a la limitación de emisiones de CO₂.

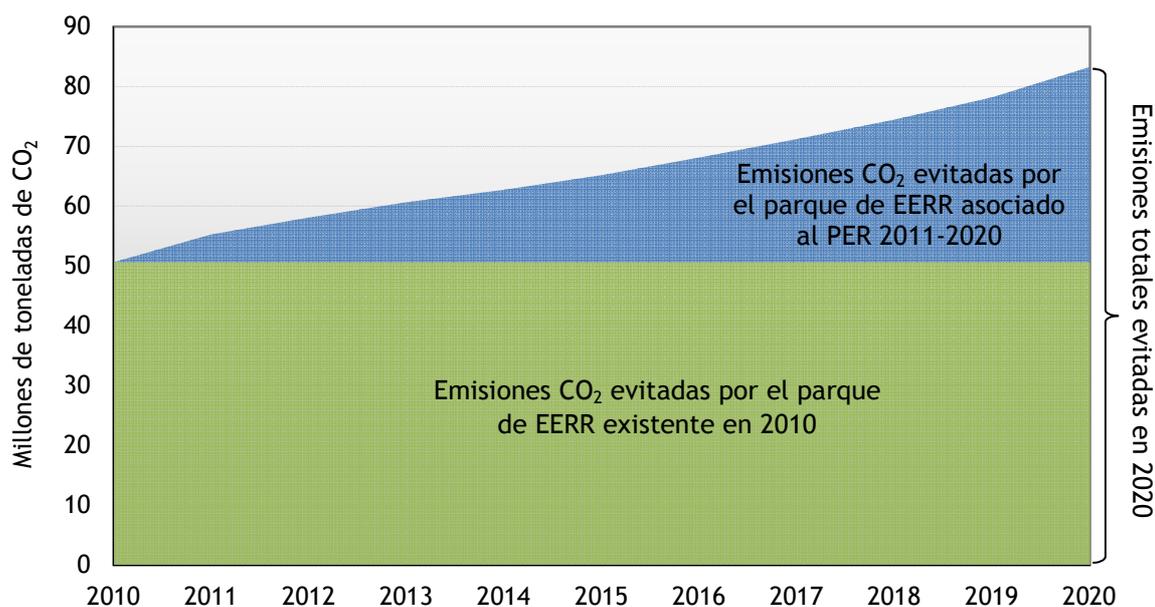
Los cálculos de emisiones de CO₂ evitadas que se recogen en este plan son cálculos efectuados *ad hoc* para el mismo de acuerdo con la metodología que en cada caso se describe, y no tiene por qué coincidir con los realizados con enfoques o bases contables distintos, y en particular con los correspondientes a los informes periódicos realizados en relación con la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Para determinar dicha contribución se calcula, por un lado, la reducción de emisiones de CO₂ asociada a las nuevas instalaciones de energías renovables del PER 2011-2020, evaluando las emisiones evitadas en el año 2020, así como el total acumulado de emisiones evitadas desde 2011 a 2020, véase la figura 11.3.1.

Pero el beneficio medioambiental aportado por las instalaciones de energías renovables al sistema energético español no es únicamente el imputable al nuevo PER. El parque de instalaciones de energías renovables actualmente existente seguirá funcionando previsiblemente a lo largo del periodo del nuevo PER, por lo que, para calcular el impacto medioambiental evitado por el conjunto de las instalaciones de energías renovables, se hace necesario determinar también las emisiones evitadas correspondientes al parque de instalaciones de energía renovable existente en 2010, véase la figura 11.3.1.

Finalmente, se determina el impacto medioambiental evitado por el parque total de instalaciones que se irá consolidando en el periodo del nuevo PER, y que estará formado por las instalaciones ya existentes en 2010 y las nuevas que se vayan incorporando a través del desarrollo del nuevo PER 2011-2020.

Figura 11.3.1. Representación gráfica de las emisiones de CO₂ evitadas



Fuente: Elaboración IDAE con metodología propia

La metodología de cálculo para evaluar las emisiones evitadas de CO₂ difiere en función del área a la que afectan las instalaciones de energías renovables, de la naturaleza de la energía renovable incorporada y de la energía convencional desplazada, así como de la tecnología utilizada para la transformación de la energía primaria en energía disponible para el consumidor final.

En el caso de generación eléctrica, se asume que en el período 2011-2020, de no producirse la energía eléctrica con fuentes renovables se generaría mediante modernas centrales de ciclo combinado con gas natural con unos rendimientos medios del 50%.

Para la generación de energía térmica, se consideran de forma separada los sectores de industria, transporte y usos diversos, compuesto este último por las ramas de servicios, residencial y agricultura. En cada sector se ha determinado el tipo de energía fósil sustituida por las energías renovables, calculando de esta forma las emisiones evitadas.

Además de estas emisiones evitadas, es preciso reseñar que determinados sectores, como el biogás agroindustrial, inducen aún un mayor ahorro de emisiones, al evitar las emisiones de CH₄ y N₂O de los purines y estiércoles, respectivamente.

Para el área de transporte, en los biocarburantes, se considera la sustitución de gasolina por bioetanol y gasóleo por biodiésel. Con objeto de no realizar dobles contabilizaciones, no se determinan las emisiones evitadas por el consumo eléctrico renovable derivado de la incorporación de vehículos híbridos plug-in y eléctricos al parque móvil, al encontrarse ya contabilizado en el área de generación eléctrica.

➤ **Emisiones de CO₂ evitadas por el nuevo parque de energías renovables del PER 2011-2020**

Las emisiones de CO₂ evitadas por el PER 2011-2020, véase la tabla 11.3.1, serán superiores a 32 Mt: el 76% como consecuencia de la generación eléctrica

renovable, un 12% asociado a las instalaciones de calefacción y refrigeración en usos finales y el 12% restante de la sustitución de gasolina y gasóleo por biocarburantes.

Así mismo, la incorporación de nuevas instalaciones de EERR dará lugar a una reducción de emisiones acumulada a lo largo del periodo 2011-2020, véase la tabla 11.3.2, de algo más de 170 Mt, con un reparto por áreas del 74% para la generación eléctrica, 10% en producción de calor y frío y 16% en el sector transporte.

Tabla 11.3.1. Emisiones evitadas en el año 2020 por el incremento de fuentes renovables por el PER 2011-2020

Emisiones de CO ₂ evitadas en el año 2020 por el nuevo parque de EERR del PER 2011-2020	
	Emisiones evitadas en 2020 (tCO ₂ /año)
Energías renovables - generación de electricidad (*)	
Hidroeléctrica normalizada	483.802
Eólica normalizada	12.186.563
Eólica marina	744.038
Solar termoeléctrica	5.520.105
Solar fotovoltaica	2.450.666
Biomasa	2.129.350
Biogás (**)	747.990
Residuos domésticos renovables	337.549
Energías del mar	88.720
Geotermia	120.982
Total áreas eléctricas	24.809.766
Energías renovables - calefacción/refrigeración	
Biomasa y residuos (cal/ref)	2.374.123
Biogás (cal/ref) (**)	191.642
Geotérmica (cal/ref)	16.944
Paneles solares y otros (cal/ref)	1.285.079
Bomba de calor (aerotérmica + geotérmica)	100.776
Total áreas térmicas	3.968.563
Biocarburantes - Transportes	
Biodiésel	3.351.176
Bioetanol	505.008
Total área transporte	3.856.184
Emisiones CO₂ evitado en el año 2020 con PER (toneladas CO₂/año)	32.634.513

* Emisiones evitadas frente a centrales de ciclo combinado de gas natural en generación eléctrica con un rendimiento medio del 50%.

** Adicionalmente, se estima que en el año 2020 las emisiones de CH₄ y N₂O evitadas por las nuevas instalaciones de digestión anaerobia de purines y estiércoles, expresadas como t CO₂_eq, serían 2.678.900 t CO₂_eq asociadas al objetivo eléctrico de biogás y 1.189.757 t CO₂_eq asociadas al objetivo térmico.

Fuente: Elaboración IDAE con metodología propia

Tabla 11.3.2. Emisiones acumuladas evitadas en el período 2011-2020 por el incremento de fuentes renovables en dicho período debido al PER 2011-2020

Emisiones acumuladas de CO ₂ evitadas por el nuevo parque de energías renovables del PER 2011-2020 en dicho periodo	
	Emisiones evitadas en el período 2011-2020 (tCO ₂)
Energías renovables - generación de electricidad (*)	
Hidroeléctrica normalizada	592.172
Eólica normalizada	62.712.996
Eólica marina	1.554.616
Solar termoeléctrica	32.569.924
Solar fotovoltaica	12.934.085
Biomasa	10.587.673
Biogás (**)	3.093.316
Residuos domésticos renovables	1.586.777
Energías del mar	235.108
Geotermia	217.767
Total áreas eléctricas	126.084.435
Energías renovables - calefacción/refrigeración	
Biomasa y residuos(cal/ref)	11.280.173
Biogás (cal/ref) (**)	975.152
Geotérmica (cal/ref)	65.412
Paneles solares y otros (cal/ref)	4.969.922
Bomba de calor (aerotérmica+ geotérmica)	486.308
Total áreas térmicas	17.776.967
Biocarburantes - transportes	
Biodiésel	24.516.882
Bioetanol	2.543.943
Total área transporte	27.060.825
Acumulado CO₂ evitado en el período 2011-2020 (tCO₂)	170.922.226

* Emisiones evitadas frente a centrales de ciclo combinado de gas natural en generación eléctrica con un rendimiento medio del 50%.

** Adicionalmente, se estima que en el periodo 2011-2020 las emisiones acumuladas de CH₄ y N₂O evitadas por las nuevas instalaciones de digestión anaerobia de purines y estiércoles, expresadas como t CO₂_eq, serían 10.069.317 t CO₂_eq asociadas al objetivo eléctrico de biogás y 4.277.718 t CO₂_eq asociadas al objetivo térmico.

Fuente: Elaboración IDAE con metodología propia

➤ **Emisiones de CO₂ evitadas por el parque de energías renovables existente en 2010**

Por su parte, el parque existente en 2010, que seguirá funcionando a lo largo del periodo 2011-2020, evitará en el año 2020, véase la tabla 11.3.3, un total de más de 50 Mt: 68% derivadas del sector de generación eléctrica, 23% asociadas a las instalaciones térmicas de EERR y 9% por sustitución de gasolina y gasóleo por biocarburantes.

Tabla 11.3.3. Emisiones evitadas en el año 2020 por el parque de energías renovables existente en 2010

Emisiones evitadas en el año 2020 por el parque de energías renovables existente en 2010 (sin incremento de EERR del PER 2011-2020)	
	Emisiones de CO ₂ evitadas en 2020 (tCO ₂ /año)
Energías renovables - generación de electricidad (*)	
Hidroeléctrica normalizada	12.749.188
Eólica normalizada	17.073.163
Eólica marina	0
Solar termoeléctrica	278.661
Solar fotovoltaica	2.532.149
Biomasa	1.137.158
Biogás (**)	300.519
Residuos domésticos renovables	267.360
Energías del mar	0
Geotermia	0
Total áreas eléctricas	34.338.197
Energías renovables - calefacción/refrigeración	
Biomasa (cal/ref)	11.166.319
Biogás (cal/ref)	91.646
Geotérmica (cal/ref)	12.031
Paneles solares y otros (cal/ref)	604.572
Bomba de calor (aerotérmica + geotérmica)	57.609
Total áreas térmicas	11.932.177
Biocarburantes - transportes	
Biodiésel	3.718.194
Bioetanol	653.899
Total área transporte	4.372.092
Total CO₂ evitado en el año 2020 sin PER (toneladas/año)	50.642.467

* Emisiones evitadas frente a centrales de ciclo combinado de gas natural en generación eléctrica con un rendimiento medio del 50%.

** Adicionalmente, se estima que en el año 2020 las emisiones de CH₄ y N₂O evitadas por las instalaciones de digestión anaerobia de purines y estiércoles existentes en 2010, expresadas como t CO₂eq, serían 194.760 t CO₂.

Fuente: Elaboración IDAE con metodología propia

Por su parte, las emisiones acumuladas evitadas entre 2011 y 2020 por el parque de energías renovables de 2010, véase la tabla 11.3.4 supondrían más de 500 Mt CO₂, con un reparto por áreas similar a las emisiones evitadas en 2020 por el mismo parque de EERR.

Tabla 11.3.4. Emisiones acumuladas evitadas en el período 2011-2020 por el parque de energías renovables existente en 2010

Emisiones acumuladas evitadas en el período 2011-2020 por el parque de energías renovables existente en 2010 (sin incremento de EERR del PER 2011-2020)	
	Emisiones de CO ₂ evitadas en el período 2011-2020 (tCO ₂)
Energías renovables - generación de electricidad (*)	
Hidroeléctrica normalizada	127.491.882
Eólica normalizada	170.731.627
Eólica marina	0
Solar termoeléctrica	2.786.614
Solar fotovoltaica	25.321.485
Biomasa	11.371.581
Biogás (**)	3.005.187
Residuos domésticos renovables	2.673.596
Energías del mar	0
Geotermia	0
Total áreas eléctricas	343.381.973
Energías renovables - calefacción/refrigeración	0
Biomasa (cal/ref)	111.663.191
Biogás (cal/ref)	916.462
Geotérmica (cal/ref)	120.315
Paneles solares y otros (cal/ref)	6.045.720
Bomba de calor (aerotérmica+ geotérmica)	576.085
Total áreas térmicas	119.321.773
Biocarburantes - transportes	0
Biodiésel	37.181.938
Bioetanol	6.538.985
Total área transporte	43.720.923
Acumulado CO₂ evitado en el período 2011-2020 (tCO₂)	506.424.669

* Emisiones evitadas frente a centrales de ciclo combinado de gas natural en generación eléctrica con un rendimiento medio del 50%.

** Adicionalmente, se estima que en el periodo 2011-2020 las emisiones acumuladas de CH₄ y N₂O evitadas por las instalaciones de digestión anaerobia de purines y estiércoles existentes en 2010, expresadas como t CO₂_eq, serían 1.947.600 t CO₂.

Fuente: Elaboración IDAE con metodología propia

➤ **Emisiones de CO₂ evitadas por el parque total de energías renovables**

El total de emisiones evitadas en 2020 por el conjunto de instalaciones de energías renovables, las existentes en 2010 y las que se irán integrando a lo largo del periodo 2011-2020, véase la tabla 11.3.5, superará las 83 Mt, asociadas en un 71% a la generación eléctrica, en un 19% a la producción térmica y en un 10 % al consumo de biocarburantes.

Tabla 11.3.5. Emisiones evitadas en el año 2020 considerando el parque total de energías renovables

Emisiones de CO ₂ evitadas en el año 2020 considerando el parque total de energías renovables	
	Emisiones de CO ₂ evitadas en 2020 (tCO ₂ /año)
Energías renovables - generación de electricidad	
Hidroeléctrica normalizada	13.232.991
Eólica normalizada	29.259.726
Eólica marina	744.038
Solar termoeléctrica	5.798.766
Solar fotovoltaica	4.982.815
Biomasa	3.266.508
Biogás (**)	1.048.509
Residuos domésticos renovables	604.909
Energías del mar	88.720
Geotermia	120.982
Total áreas eléctricas	59.147.963
Energías renovables - calefacción/refrigeración	
Biomasa (cal/ref)	13.540.442
Biogás (cal/ref) (**)	283.288
Geotérmica (cal/ref)	28.976
Paneles solares y otros (cal/ref)	1.889.651
Bomba de calor (aerotérmica + geotérmica)	158.384
Total áreas térmicas	15.900.741
Biocarburantes - transportes	
Biodiésel	7.069.370
Bioetanol	1.158.906
Total área transporte	8.228.276
Total CO₂ evitado en el año 2020 sin PER (toneladas/año)	83.276.980

* Emisiones evitadas frente a centrales de ciclo combinado de gas natural en generación eléctrica con un rendimiento medio del 50%.

** Adicionalmente, se estima que en el año 2020 las emisiones de CH₄ y N₂O evitadas por el parque total de instalaciones de digestión anaerobia de purines y estiércoles, expresadas como t CO₂_eq, serían 2.873.660 t CO₂_eq asociadas al objetivo eléctrico de biogás y 1.189.757 t CO₂_eq asociadas al objetivo térmico.

Fuente: Elaboración IDAE con metodología propia

Por su parte, las emisiones evitadas de CO₂ acumuladas por el total del parque de energías renovables serán, véase la tabla 11.3.6, de aproximadamente 677 Mt, con un reparto similar al correspondiente a las emisiones de CO₂ del año 2020.

Tabla 11.3.6. Emisiones acumuladas evitadas en el período 2011-2020 por el total del parque de energías renovables

Emisiones acumuladas de CO₂ evitadas en el período 2011-2020 por el total del parque de energías renovables

	Emisiones de CO ₂ evitadas en el período 2011-2020 (tCO ₂)
Energías renovables - generación de electricidad (*)	
Hidroeléctrica normalizada	128.084.054
Eólica normalizada	233.444.623
Eólica marina	1.554.616
Solar termoeléctrica	35.356.538
Solar fotovoltaica	38.255.570
Biomasa	21.959.254
Biogás (**)	6.098.504
Residuos domésticos renovables	4.260.373
Energías del mar	235.108
Geotermia	217.767
Total áreas eléctricas	469.466.407
Energías renovables - calefacción/refrigeración	
Biomasa (cal/ref)	122.943.364
Biogás (cal/ref) (**)	1.891.614
Geotérmica (cal/ref)	185.727
Paneles solares y otros (cal/ref)	11.015.643
Bomba de calor (aerotérmica + geotérmica)	1.062.393
Total áreas térmicas	137.098.740
Biocarburantes - transportes	
Biodiésel	61.698.820
Bioetanol	9.082.928
Total área transporte	70.781.748
Total CO₂ evitado en el año 2020 sin PER (toneladas/año)	677.346.895

* Emisiones evitadas frente a centrales de ciclo combinado de gas natural en generación eléctrica con un rendimiento medio del 50%.

** Adicionalmente, se estima que en el periodo 2011-2020 las emisiones acumuladas de CH₄ y N₂O evitadas por el parque total de instalaciones de digestión anaerobia de purines y estiércoles, expresadas como t CO₂_eq, serían 12.016.917 t CO₂_eq asociadas al objetivo eléctrico de biogás y 4.277.718 t CO₂_eq asociadas al objetivo térmico.

Fuente: Elaboración IDAE con metodología propia

12 UTILIZACIÓN DE LOS MECANISMOS DE COOPERACIÓN

12.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Tal y como quedó reflejado durante la negociación de la Directiva 2009/28/CE, la armonización de los regímenes de apoyo en la Unión Europea no ayudaría al fomento del uso de las energías renovables, creando, entre otras, nuevas barreras burocráticas en vez de conseguir una mayor eficiencia de costes. La aplicación del principio de subsidiariedad a la elección de los sistemas de apoyo por los Estados miembros queda consolidada en la Directiva a través de los Mecanismos de Cooperación (Art. 6-11), que aportan la flexibilidad necesaria para el cumplimiento de los objetivos nacionales mediante la cooperación con otros Estados miembros o con terceros países.

Actualmente no existe un procedimiento establecido para el desarrollo de proyectos en el marco de los mecanismos de cooperación. Se tratará, por lo tanto, de un proceso de aprendizaje a través de la experiencia, ya que todos los Estados miembros han manifestado su interés en utilizar y explorar las posibilidades que ofrecen estos proyectos. Además, ya se han celebrado varias reuniones dedicadas a la puesta en común de los asuntos técnicos, legales y de implementación de los mecanismos de cooperación, en las que España ha participado. Al mismo tiempo, con la puesta en marcha de la Acción Concertada¹⁸ de la Directiva 2009/28/CE en septiembre de 2010, se ha abierto un foro fundamental para que estos proyectos lleguen a ser una realidad (el Grupo de Trabajo 1, liderado por Alemania y Francia, está dedicado a los Planes Nacionales de Energías Renovables y a los Mecanismos de Cooperación).

España está muy interesada en explorar las posibilidades que ofrecen todos los mecanismos de cooperación, siendo los más interesantes para nuestro país las transferencias estadísticas y los proyectos conjuntos con países terceros. No obstante, debe tenerse en cuenta que los escenarios desarrollados en este documento prevén que España conseguirá en 2020 el objetivo nacional marcado por la Directiva 2009/28/CE con sus propios recursos y articulando las actuaciones propuestas en este Plan. Además, por lo que hace referencia a la posibilidad de realizar proyectos en países terceros, no se debe olvidar que el saldo de intercambios internacionales de electricidad de nuestro país es claramente exportador¹⁹, yendo una buena parte de nuestras exportaciones a Marruecos, que es energéticamente dependiente de la electricidad proveniente de España.

Además de las transferencias estadísticas y los proyectos con países terceros, el marco de los Mecanismos de Cooperación ofrece otras posibilidades: armonización de sistemas de apoyo (Art. 11 de la Directiva 2009/28/CE) y proyectos con otros Estados miembros (Art. 7 y 8 de la Directiva 2009/28/CE). Para España ninguna de ellas es descartable, si bien no son prioritarias: en el primer caso por su complejidad (aunque existen precedentes de cooperación energética con otros Estados miembros como el MIBEL²⁰) y en el segundo por la posibilidad de que impliquen problemas técnicos en la red eléctrica.

18 Página web de esta Acción Concertada (CA-RES, por sus siglas en inglés): <http://www.ca-res.eu/index.php?id=89>

19 Informe del sistema eléctrico español en 2009, de Red Eléctrica de España

20 MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad), resultado de la integración de los mercados de electricidad español y portugués.

En concreto, y por lo que se refiere a la implantación en España de proyectos de generación eléctrica en el marco del esquema de proyectos conjuntos con otros Estados miembros, no hay que olvidar que la integración en la red de la electricidad producida por estos proyectos saturaría, aún más, la red española, sin contabilizar para la consecución del objetivo renovable nacional. Otro factor a tener muy en cuenta es la insuficiente interconexión de la Península Ibérica con el resto de Europa a través de los Pirineos, lo que imposibilita el flujo de la electricidad renovable producida en España.

Sobre estas bases, la posición española sobre el desarrollo de los Mecanismos de Cooperación de la Directiva 2009/28/CE está abierta a la colaboración con el resto de Estados miembros, sin más requisito previo que una comunicación a la Secretaría de Estado de Energía del interés en ese sentido por parte de los organismos homólogos de aquella en los países interesados.

12.1.1 Breve análisis de los Planes Nacionales de Acción de Energías Renovables

Según los Planes Nacionales de Acción enviados a la Comisión Europea, casi todos los países esperan alcanzar el objetivo asignado en la Directiva 2009/28/CE con sus propios recursos. De hecho:

- Hay ocho países que prevén sobrepasar sus objetivos nacionales: Alemania, Dinamarca, Eslovaquia, Hungría, España, Grecia, Lituania y Malta.
- Otros dieciséis países prevén cumplir con su objetivo: Austria, Bélgica, República Checa, Chipre, Estonia, Eslovenia, Finlandia, Francia, Irlanda, Letonia, Países Bajos, Polonia, Portugal, Rumania, Reino Unido y Suecia.
- Tres países prevén un déficit: Bulgaria, Italia y Luxemburgo. Los dos últimos ya plantean en sus Planes Nacionales el uso de los mecanismos de cooperación para alcanzar el objetivo asignado.

Si se cumplieran estas previsiones, en el conjunto de la Unión Europea se superaría el objetivo global de penetración de energías renovables establecido en la Directiva 2009/28/CE. No obstante, no hay que descartar la posibilidad de que las sendas de cumplimiento de los objetivos no se cumplan en todos los Estados miembros. Si esto sucediera, el Estado miembro afectado debería modificar su Plan Nacional, informando convenientemente a la Comisión. Así, el primer informe de cumplimiento de la Directiva, que cada Estado miembro debe enviar en diciembre de 2011, habrá de servir como una primera estimación para saber cómo avanza cada país en el cumplimiento de sus objetivos.

En este contexto, y dado el apoyo de todos los Estados miembros al uso de los mecanismos de cooperación como herramienta capaz de dotar de flexibilidad al cumplimiento de los objetivos nacionales, es importante estudiar las posibilidades que ofrecen así como eliminar las barreras a su implementación. Para ello, los primeros proyectos y acuerdos que se desarrollen servirán como ejemplo y plataforma de aprendizaje.

12.1.2 Excedentes de producción de energía procedente de fuentes renovables en España

Dado que las previsiones recogidas en este Plan indican que España tendrá un superávit en su senda de cumplimiento de los objetivos energéticos a que le

compromete la Directiva 2009/28/CE, se podrá hacer uso de las transferencias estadísticas siempre y cuando se llegue a un acuerdo con otro Estado miembro que esté interesado en recibir parte del citado superávit:

Tabla 12.1.1. Superávit según el grado de cumplimiento de los objetivos obligatorios e indicativos de la Directiva 2009/28/CE (según Tabla 5.4.1.)

OBJETIVOS GLOBALES (%)								
Trayectoria indicativa (media para cada bienio) y objetivo obligatorio mínimo en 2020			11,0%	12,1%	13,8%	16,0%		20,0%
Grado de cumplimiento de la trayectoria indicativa y del objetivo obligatorio mínimo en 2020 (D/F ó [Daño1+Daño2]/[Faño1+Faño2])	8,2%	13,2%	14,8%	15,9%	17,0%	18,5%	19,7%	20,8%

Por otra parte, la realización de un proyecto conjunto con un país tercero también podría contribuir a aumentar este superávit, por lo que esa electricidad podría ser transferida a otro Estado miembro.

12.2 TRANSFERENCIAS ESTADÍSTICAS

Para el desarrollo de una transferencia estadística entre España y otro Estado miembro de la Unión Europea deberán seguirse los siguientes pasos:

- Firma de un Memorando de Entendimiento (MoU) o el acuerdo internacional conveniente, entre el Gobierno de España y el del otro Estado miembro involucrado, donde se explicita la intención de recurrir al mecanismo de transferencias estadísticas.
- Firma de un acuerdo entre los Gobiernos español y del otro Estado miembro implicado en el que se expliciten cantidades de energía, plazos y precios. En representación del Gobierno de España actuaría el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- La entidad certificadora en España, en el caso de que la transferencia estadística se realice hacia el exterior, será la Comisión Nacional de Energía (CNE).
- En el caso de que fuera necesario, de acuerdo con la legislación del otro Estado miembro, el proceso concluiría con la firma de un Tratado entre los dos países.

12.2.1 Articulación y condiciones económicas de las transferencias estadísticas

Según el análisis desarrollado en el capítulo 9, el precio medio estimado de los sobrecostes de generación de electricidad con energías renovables en España es de 54 € por cada MWh renovable producido. Este cálculo inicial preliminar será muy útil como punto de partida para poder determinar un precio en caso de llegar a un acuerdo con otro Estado miembro. Estos acuerdos podrán ser a medio o a largo plazo, y tendrán un impacto en la producción nacional. Además:

- La transferencia o intercambio se realizará en base a la producción eléctrica y a las políticas de electricidad existentes.
- Se diseñará un sistema transparente de evaluación y fijación de precios, teniendo en cuenta los costes anuales de la producción eléctrica según el sobrecoste de todas las fuentes de energía renovable (estimado en 54

€/MWh), las proyecciones con las que se trabaja en este plan, así como los informes anuales elaborados por la Comisión Nacional de la Energía.

- A este precio estimado de sobrecostes (54 €/MWh) habría que añadir otros costes como son:
 - Mantenimiento de redes.
 - Infraestructuras.
 - Almacenamiento.
 - Costes de otras entidades: REE, CNE.

El mecanismo más adecuado podría ser el pago de un peaje de acceso que incluya estos conceptos.

En cuanto a los beneficios económicos derivados de las transferencias estadísticas, estos dependerán de la cantidad transferida, y del precio establecido en el acuerdo. España dispondrá de unos excedentes en 2020 de 777 ktep, y hay países que ya han manifestado su interés en llegar a acuerdos para disponer de parte de esos excedentes para cumplir con sus objetivos nacionales. Por lo tanto, se puede suponer que España puede llegar a acuerdos para transferir 0,4 Mteps, y si estas operaciones se hacen a un precio mínimo igual al de los sobrecostes estimados (54 €/MWh), el beneficio de esta operación sería de unos 245 M€, que irían destinados a reducir los sobrecostes generados por las energías renovables. Es decir, a reducir el precio que pagan los consumidores finales por la electricidad.

Por último, no hay que olvidar que los excedentes de España en 2020 podrían ser mayores en caso de que se realice algún proyecto conjunto con un país fuera de la Unión Europea (por ejemplo, Marruecos), y ese superávit de electricidad renovable también sería susceptible de ser transferido a otro Estado miembro con el que se llegue a algún acuerdo, con el consiguiente beneficio económico que se acaba de exponer.

12.3 PROYECTOS CONJUNTOS CON TERCEROS PAÍSES

Dentro de este marco resultan prioritarias para España aquellas acciones que ayuden a llevar a buen fin los objetivos energéticos del Plan Solar Mediterráneo, contribuyendo al tiempo a la solución de los problemas regulatorios, administrativos y de falta de interconexiones eléctricas que hoy lastran el desarrollo del mismo. En el caso de España, la electricidad generada mediante posibles proyectos conjuntos con países terceros aumentaría el superávit previsto en este plan sobre el objetivo marcado en la Directiva 2009/28/CE, y podría servir para hacer uso de las transferencias estadísticas con otro Estado miembro o bien para ser consumida en otro Estado miembro, siendo entonces España país de tránsito.

Por otro lado, y como se desarrolla en el apartado 11.3.1, cabe decir que sin el reforzamiento, por un lado, de las interconexiones eléctricas con el resto de la Unión Europea a través de Francia, y por otro del refuerzo de la red interna, no tendría sentido plantear la participación de España en este tipo de proyectos conjuntos (serían proyectos que quedarían más bien dentro del ámbito de la cooperación internacional y la ayuda al desarrollo).

Para la implementación del mecanismo basado en la realización de proyectos conjuntos con terceros países los elementos fundamentales a tener en cuenta serán:

- Firma de un Memorando de Entendimiento (MoU), o el acuerdo internacional necesario, entre los gobiernos de los estados implicados donde se explicita la intención de desarrollar un proyecto en el marco del esquema de proyectos conjuntos con terceros países, conforme a lo recogido por la Directiva 2009/28/CE.
- Firma de un acuerdo entre los gobiernos de los estados implicados en el que se expliciten cantidades de energía a repartir, plazos de entrega de la misma y precios, tanto de la energía como de los peajes de tránsito. En representación del Gobierno de España actuaría el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Iniciar un proceso de licitación en base a mecanismos competitivos para facilitar el acceso de organismos privados interesadas en invertir en los proyectos.
- La CNE actuará como organismo certificador de la electricidad transferida, en lo que se refiere a su tránsito por territorio español. Todos los Estados participantes en el proyecto deberán reconocer entre ellos la capacidad de sus correspondientes órganos certificadores.
- La realización del proyecto deberá contar con un informe previo de REE sobre la viabilidad del mismo con relación a la capacidad y mantenimiento de la red eléctrica en España. Este informe deberá analizar, asimismo, los efectos de la realización del proyecto sobre la capacidad de interconexión de España con sus países vecinos.
- La realización del proyecto requerirá de autorización administrativa previa, que otorgará el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, tras el análisis técnico-económico del proyecto, el estudio de las informaciones aportadas por la CNE y REE, y las pertinentes consultas relativas a los trámites ambientales, de las que se encargará el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.
- La autorización administrativa incluirá, si procediese, la descripción del mecanismo económico de apoyo a la realización del proyecto. Éste habrá de tener en cuenta, al menos: la necesidad del pago de peajes, el mecanismo de inserción de la electricidad que entre en el sistema eléctrico español dentro del sistema de mercado existente y la posibilidad de aplicar un mecanismo de *feed-in tariff* a la electricidad, en caso de que parte de ésta fuera consumida en territorio español.
- La electricidad renovable generada en un país fuera de la UE podría ser consumida en otro Estado miembro, y no en España. En este caso, España sería el país de tránsito de esta electricidad, y sería necesario que el Estado miembro firmara también el acuerdo entre gobiernos.
- En caso de conflicto legal de intereses, se estará a lo dispuesto en la legislación del país donde se localice físicamente el proyecto.
- Los organismos privados podrán proponer siempre su participación en proyectos conjuntos. Esa propuesta deberá dirigirse a la Secretaría de Estado de Energía, que en último término deberá autorizar o no esa participación, y

en caso de hacerlo establecer las reglas específicas bajo las cuales se habrá de desarrollar aquella.

- La electricidad que venga por la interconexión deberá cumplir los requisitos técnicos y de calidad exigidos para la correcta operación del sistema.

En principio, no existen ningún sector o tecnología vedados al desarrollo de ese tipo de proyectos, ni se ha determinado un límite de capacidad en ese sentido. Otra cosa será la valoración que el regulador y las autoridades hagan sobre la conveniencia o no de realizar ese tipo de proyectos en virtud de, entre otros factores, su afección a las infraestructuras de transporte de energía y el agotamiento de los recursos renovables nacionales. En último término ésta será la que determine si estos proyectos finalmente podrán o no llevarse a cabo.

12.3.1 Interconexiones: España-Unión Europea y Unión Europea-África

La Directiva 2009/28/CE establece que la electricidad de origen renovable producida en un tercer país, para que pueda ser contabilizada de cara a la consecución de los objetivos de un Estado miembro, tiene que ser consumida en la Unión Europea, por lo que debe existir una interconexión física, o haberse iniciado su construcción a más tardar el 31 de diciembre de 2016. En la actualidad, la capacidad de interconexión de la Península Ibérica con el resto de la Unión Europea, a través de Francia, es muy pequeña. Y la única interconexión física real entre África y la Unión Europea es la que existe entre España y Marruecos a través del estrecho de Gibraltar. Como ya se ha señalado, España exporta electricidad a Marruecos, siendo esta electricidad fundamental para su abastecimiento, la estabilización de su red, y su desarrollo económico y social. En las circunstancias actuales, y en las previstas hasta 2020²¹, con una interconexión a través de Francia insuficiente, la electricidad importada de África, una vez obtenida la aprobación de las autoridades españolas, se incorporaría al mercado eléctrico ibérico, modificando sustancialmente los patrones de flujos de potencia necesarios para la correcta operación del sistema español. Y todo ello sin capacidad de tránsito y exportación efectiva al resto de la Unión Europea. Por lo tanto, el papel de España en el desarrollo de este tipo de proyectos no puede estar limitado al de país de tránsito.

²¹ COM(2010)677 “Prioridades de infraestructuras energéticas europeas hasta 2020 y más allá”

Figura 12.3.1. Capacidad de intercambio comercial de España en MW



Fuente: REE

Para evaluar la capacidad de tránsito entre África y la Unión Europea hay que considerar la capacidad de intercambio comercial entre Marruecos y España y entre España y Francia. Según los datos del operador del sistema español, Red Eléctrica de España, la capacidad actual de intercambio comercial máxima en el sentido de España a Francia es de 600 MW, tanto en invierno como en verano, y tanto en punta como en valle. Este valor está limitado por las posibles sobrecargas de la red de 220 kV en la zona catalana. Por otra parte, la capacidad de intercambio comercial actual máxima en el sentido de Marruecos a España es de 600 MW en cualquier situación (usando un margen de seguridad de 100 MW definido por los desvíos de regulación históricos que se han venido observando en esta interconexión). También hay que tener en cuenta las posibles sobrecargas en la red de 220 kV de la zona sur de Andalucía, que limitan esta capacidad.

En 2011 está prevista la repotenciación de los ejes de 220 kV de Cataluña y la puesta en servicio de la subestación Bescanó 400 kV, eliminándose las sobrecargas que limitan la capacidad de intercambio comercial España-Francia, que podría aumentar hasta 1.000-1.300 MW. La limitación a estos valores vendrá dada por la propia interconexión (por sobrecargas en los ejes fronterizos). Y en 2014 está prevista la puesta en servicio de la nueva interconexión en corriente continua entre España y Francia a través de los Pirineos Orientales. Con este nuevo enlace y los refuerzos internos necesarios considerados en la planificación 2008-2016 (que, evidentemente, no considera importaciones desde Marruecos), la capacidad de intercambio comercial España-Francia, aumentará hasta 1.700 MW en situación de punta, y hasta 2.700 MW en situación de valle.

Por otro lado, en 2013 está prevista la puesta en servicio de la línea planificada Facinas-Parralejo 220 kV en el sur de Andalucía, asociada a la evacuación de los

parques eólicos y a la necesidad de un mallado de la zona. Esta nueva línea hace que la capacidad de importación desde Marruecos no pueda pasar de 600 MW, ya que ante el fallo del doble circuito Pto.Cruz-Arcos/Pinar del Rey 400 kV, la inyección desde Marruecos tiene como única vía esta nueva red de 220 kV, la cual tiene capacidades de 330-500 MVA. También hay que tener muy en cuenta los escenarios de generación previstos en el sur de España a medio plazo. Por ejemplo, se prevén unos 10.900 MW de generación de origen renovable en el sur de España, sin tener en cuenta la eólica marina en la zona de la costa oeste de la provincia de Cádiz.

Por lo tanto, a medida que la generación de la zona sur de España va aumentando, y al mismo tiempo que se analizan situaciones de demanda más elevada, aparecen sobrecargas inadmisibles en la línea de 220 kV de la zona. Estas sobrecargas limitan la capacidad de importación desde Marruecos a valores muy reducidos (200 MW).

A la vista de estos datos, a medio plazo y aunque se produjera una ampliación de la interconexión Marruecos-España, no se podría aumentar demasiado la capacidad de intercambio real en el sentido Marruecos-España, debido a los límites en la red de 220 kV de la zona andaluza. Además, no hay que olvidar que la confluencia de la producción renovable prevista en el sur de España, y una hipotética producción renovable procedente de Marruecos inyectada en el sistema español, podría crear una pugna no deseable por la utilización de la capacidad de evacuación presente y futura. Por tanto, para la realización de este tipo de proyectos se deberían establecer refuerzos en la red de transporte de la zona sur de España, de manera que se consiga ganar en capacidad real de intercambio, con independencia de los refuerzos/incrementos que se hagan en la propia interconexión Marruecos-España. Estos refuerzos de red, e incluso el teledisparo de grupos o de la propia interconexión, se deberían definir dentro del nuevo proceso de planificación de infraestructuras eléctricas para el periodo 2012-2020.

Se podría plantear como hipótesis una posible capacidad de intercambio Marruecos-España de 2.000 MW gracias a nuevos refuerzos aún pendientes de definir. En este caso, la capacidad de tránsito Marruecos-UE (a través de España y Francia) estará limitada por la capacidad de intercambio en el sentido España-Francia, que se podrá incrementar con nuevos refuerzos de la red y con nuevas interconexiones. Como ya se ha señalado, entre 2011 y 2014, según los planes previstos, la capacidad de interconexión entre España y Francia aumentará hasta 1.700 MW en situación de punta, y hasta 2.700 MW en situación de valle. Según la Comunicación de la Comisión sobre Prioridades de Infraestructuras Energéticas para 2020 y más allá (COM(2010) 677), se otorga máxima prioridad a la interconexión entre España y Francia. Sin embargo, aún siendo considerada como prioritaria, la capacidad asignada a esta interconexión es solamente de 4.000 MW, muy por debajo de un mínimo del 10% de la capacidad total instalada. Con esta capacidad de interconexión tan baja no se asegura la creación de un mercado eléctrico europeo, y no se facilita la integración del máximo posible de electricidad de origen renovable producida y consumida dentro de la UE. De esta manera se sigue manteniendo a la Península Ibérica aislada del mercado comunitario, a la vez que se continúa desaprovechando el excelente potencial que en todas las energías renovables tienen tanto España como Portugal.

12.3.2 Proyectos piloto

Tal y como se ha comentado, España da una gran importancia al desarrollo de iniciativas dentro del contexto de los mecanismos de cooperación, que además están en consonancia con el contexto del Plan Solar Mediterráneo. Como ya se ha señalado, la realización de este tipo de proyectos debe pasar por una verdadera y suficiente

ampliación de la interconexión de la Península Ibérica y el resto de la Unión Europea. Sólo de esta manera se puede garantizar la creación de un mercado europeo, ampliado a la ribera sur del Mediterráneo, cuyo potencial de producción de electricidad renovable (solar y eólica) es muy elevado.

Son varios los países que ya han manifestado su interés en realizar proyectos conjuntos con Marruecos, dentro del ámbito de los Mecanismos de Cooperación, y en marcos como el Plan Solar Mediterráneo, Desertec, Medring (antes Transgreen) o el Fondo para Tecnologías Limpias del Banco Mundial. Dado que en todos los casos la electricidad producida en Marruecos irá a parar al mercado español, no es posible concebir el desarrollo de aquellos sin la participación de nuestro país.

Los proyectos y acuerdos se irán definiendo a medida que se va avanzando en los mismos, pero existen unas consideraciones generales básicas, además de las ya planteadas al principio del punto 12.3, sobre las que ya se puede ir avanzando:

- Capacidad y tipo de proyecto: estaría limitada por la capacidad de las redes (española y marroquí) y de la propia interconexión. Según las restricciones de la red actual se propone una planta termoeléctrica o un parque eólico (o un mix de ambos) de 200 MW. En la actualidad, el Banco Mundial cuenta con varios proyectos en cartera, por lo que podría tratarse de uno de ellos.
- Tarifas a la importación/exportación. Las tarifas a la importación/exportación a países firmantes del acuerdo ENTSO-E se suprimieron, a instancias de la Comisión Europea, en aplicación del principio de reciprocidad y en el marco de un acuerdo (Acuerdo ITC) por el que se crea una bolsa económica con la que se compensa a cada EM por el uso que otros EM hacen de sus redes, tránsitos. Todos los países del acuerdo ENTSO-E deben aportar a esa bolsa una cuota (actualmente de 0,8 €/MWh, en 2010 fue 0,7 €/MWh) tanto por la exportación a países terceros (no EM), como por la importación desde estos países. Esta cuota se utiliza para compensar a los EM por el uso de sus redes ocasionada por tránsitos debidos a este tercer país. El país limítrofe del país tercero es el responsable de cobrar esta cuota, u otra tarifa que la incluya, a dicho país. Si no se aplicase esta tarifa a las exportaciones e importaciones desde países terceros habría una discriminación a favor de dicho país tercero. En España la tarifa que se cobra a Marruecos en la actualidad, la Tarifa 6.5, se aplica sólo a la exportación de España a Marruecos pero no hay tarifas a la importación. Esta tarifa es la misma que se está aplicando a los grandes consumidores españoles, por tanto, cabe cuestionarse si incluye la cuota pagada dentro del acuerdo ITC. El hecho de que no existan tarifas a la importación no tiene relevancia económica en la actualidad, puesto que la interconexión funciona casi al 100% en el sentido de España a Marruecos (en 2009 se importaron 45 GWh desde Marruecos mientras que se exportaron 4.518 GWh). Por lo tanto, hay que modificar esta regulación actual con el fin de:
 - Adecuarse a las normas establecidas en ENTSO-E (sin capacidad legislativa), ya que al no imponerse esa tarifa se crean situaciones de discriminación.

- Compensar los pagos que debe realizar España por importaciones en el mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte (ITC).

Por otra parte, la cuota de 0,8 €/MWh sería una cuota base que se puede imponer, aunque algunos países imponen cuotas superiores a las importaciones (por ejemplo, el caso de generadores de fuera de la Unión Europea que no tienen que pagar por sus emisiones de CO₂). Por lo tanto, y según estas consideraciones, para que las tarifas en España sean coherentes con la regulación interna y consecuentes con el acuerdo ENTSO-E y con las directrices de la Comisión Europea, se propone añadir a la Tarifa 6.5 (ver tabla 12.3.1.) un apartado tanto para importaciones como exportaciones igual a 0,8 €/MWh adicional a sus valores actuales.

Tabla 12.3.1. Tarifas de acceso aplicables

Términos de potencia €/KW y año						
Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	16,268600	8,141386	5,858142	5,958142	5,958142	2,718488
6.2	14,011198	7,011658	5,131370	5,131370	5,131370	2,341283
6.3	13,157223	6,594306	4,818919	4,818919	4,818919	2,198595
6.4	9,856481	4,928208	3,609411	3,609411	3,609411	1,646847
6.5	9,856481	4,928208	3,609411	3,609411	3,609411	1,646847

Términos de energía €/KWh						
Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	0,088642	0,052010	0,027115	0,013793	0,008806	0,005577
6.2	0,023232	0,017350	0,008247	0,004600	0,002971	0,001860
6.3	0,018746	0,014020	0,007460	0,003711	0,002397	0,001502
6.4	0,009897	0,008135	0,004894	0,002646	0,001740	0,001178
6.5	0,009897	0,008135	0,004894	0,002646	0,001740	0,001178

- Establecimiento del régimen de retribución de la electricidad generada. Habría que estudiar la posibilidad de su inclusión dentro del régimen especial de España, tal vez con una tarifa algo menor de lo que recibe la producción nacional. Esto supondría un sobrecoste de la producción de electricidad, pero sería compensado por el beneficio económico obtenido por su venta, mediante una transferencia estadística a otro Estado miembro. Varios Estados miembros ya han manifestado su interés en este tipo de operaciones.

13 SEGUIMIENTO Y CONTROL

Capítulo 13

El seguimiento y control periódico es uno de los principales elementos del Plan de Energías Renovables, pues representa una garantía de calidad y control, y de eficacia para que el adecuado desarrollo del plan conduzca a la consecución de sus objetivos.

Al ser promovido desde la Administración, seguimiento y control se convierten en una obligación, ya que en él se establecen importantes objetivos de la política energética de nuestro país, en sintonía con los objetivos de la política energética comunitaria marcados en la Directiva 2009/28/CE y con los compromisos medioambientales adquiridos tanto a nivel nacional -Evaluación Ambiental Estratégica- como internacional.

El análisis de la evolución de las diferentes áreas por organismos tanto europeos como nacionales, los medios utilizados para su desarrollo, los objetivos conseguidos y las desviaciones producidas, han de constituir una guía esencial para el logro de la máxima eficacia en la asignación de recursos y en la orientación de las actuaciones normativas. Por ello, el sistema debe permitir el análisis de aquellas causas que estén incidiendo en las posibles desviaciones y la identificación de las medidas correctoras para la consecución de los objetivos del plan.

13.1 ÓRGANOS DE SEGUIMIENTO

El Plan de Energías Renovables en España 2011-2020 dispone de una Oficina del Plan, constituida por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), cuyo presidente es el Secretario de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El IDAE será el organismo público encargado del seguimiento del PER 2011-2020.

13.2 INFORMES A ELABORAR

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través de IDAE, establecerá un programa de seguimiento del PER 2011-2020, consistente en la elaboración de una Memoria con carácter anual, cuyo objeto es la evaluación del grado de avance en el cumplimiento de los objetivos y analizar la evolución cualitativa de cada una de las áreas, con la consideración de aspectos energéticos, medioambientales, tecnológicos, industriales, socioeconómicos, etc. En particular, en lo que se refiere al seguimiento ambiental del Plan que plantea el Informe de Sostenibilidad Ambiental, la Memoria anual recogerá los efectos en el medio ambiente derivados de su aplicación, con el ánimo de identificar con prontitud los efectos adversos no previstos y permitir llevar a cabo las medidas adecuadas para evitarlos.

El sistema de seguimiento ambiental se realizará en base a los indicadores que se encuentran en las Tablas de Indicadores Ambientales incluidas en el Informe de Sostenibilidad Ambiental del PER 2011-2020, para los que se ha estimado su carácter significativo y relevante de cara a una evaluación efectiva de los efectos ambientales derivados de la aplicación del Plan. Estos indicadores generales propuestos tienen la finalidad de integrar los distintos sectores energéticos renovables en el medioambiente, de cara a alcanzar la máxima compatibilidad posible entre la consecución de los objetivos ambientales y energéticos estratégicos que persigue el

Plan, la potenciación de efectos positivos asociados y la atenuación de cualesquiera afecciones negativas.

Las fuentes de información a utilizar para la elaboración de estas memorias procederán de las comunidades autónomas, la Comisión Nacional de la Energía, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el Ministerio de Ciencia e Innovación, el Ministerio de Economía y Hacienda, el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, -especialmente en lo relativo al seguimiento ambiental, así como IDAE.

Esta memoria se elaborará durante el primer semestre de cada año y contendrá, al menos, los siguientes extremos:

- Evolución del plan del ejercicio anterior.
- Revisión y propuesta de todas las actuaciones necesarias y soluciones técnicas aplicables durante el horizonte temporal del Plan, para el cumplimiento de sus objetivos.

Una vez redactada esta memoria que elaborará la Oficina del Plan, se remitirá a la Secretaría de Estado de la Energía y una vez ésta sea aprobada, procederá a su publicación. Para facilitar la consulta del seguimiento del PER 2011-2020, la Dirección General de Política Energética y Minas dispondrá de un espacio exclusivo en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y/o del IDAE, como gestor propuesto para la elaboración del PER, en el que se dará publicidad a los resultados disponibles relativos al seguimiento energético, socioeconómico y medioambiental.

Para realizar un adecuado seguimiento de este plan y ejercer la elaboración de la Memoria anteriormente mencionada, se prevé la convocatoria de dos reuniones anuales de seguimiento en las que participarán el grupo de trabajo de energías renovables de la Administración General del Estado/IDAE, así como las comunidades autónomas. Estas reuniones se celebrarán a lo largo del primer y último trimestre de cada año.

La celebración de estas reuniones anuales se considera de carácter necesario para poder efectuar con rigor el proceso de elaboración de la información sobre las fuentes de energías renovables así como del seguimiento del plan, desde un punto de vista tanto sectorial como territorial.

Además de la elaboración de la memoria anual, otras funciones principales de esta Oficina son:

- Proponer iniciativas de carácter específico o general para llevar a cabo las acciones previstas.
- Informar a los agentes participantes y constituir un centro de comunicación con los mismos.
- Comunicar y difundir adecuadamente los avances del plan.

Cabe resaltar que el Informe de Sostenibilidad Ambiental del PER 2011-2020 recoge, en su capítulo 8, consideraciones adicionales sobre el necesario seguimiento ambiental estratégico en cascada y la imprescindible implicación de las administraciones autonómicas, en el ámbito de sus competencias. En particular, las tablas de indicadores ambientales -tanto generales como específicos a cada sector renovable-, aparte de aquellos que pueden completarse por la Oficina del Plan de Energías Renovables en las memorias anuales, igualmente identifica otros indicadores cuyo nivel de planificación y seguimiento correspondería a los planes autonómicos de

energías renovables, así como los asociados a los planes de vigilancia ambiental a nivel de proyecto.

Así mismo, además de la publicación de la Memoria anual de seguimiento del PER, la Comisión Europea recibirá, cada dos años, un informe de seguimiento indicando los progresos registrados en el fomento y utilización de las energías renovables, de acuerdo con lo previsto en la Directiva 2009/28/CE..

13.3 REVISIÓN DEL PLAN

Cuando las memorias de seguimiento anual correspondientes a los años 2012, 2014, 2016 y 2018 reflejen un desarrollo global de las energías renovables, como media bianual del año de que se trate y del inmediatamente anterior, inferior a la trayectoria indicativa prevista en el capítulo 5, se procederá a la revisión del plan en lo que se refiere a los objetivos por áreas y a la definición de nuevas actuaciones para su cumplimiento. De igual forma, se procederá a la revisión parcial del Plan para los objetivos de energías renovables en el sector transporte, cuando en las memorias de seguimiento anual de los años citados no se esté cumpliendo la trayectoria indicativa, como media bianual, correspondiente a este sector.

A este respecto, conviene recordar que todo ejercicio de planificación requiere la elaboración de escenarios, y que estos llevan incorporadas diferentes hipótesis sobre un conjunto de variables consideradas exógenas, como los precios de las materias primas energéticas, la población, el crecimiento económico, o sobre las políticas sectoriales, como la de medioambiente, la de vivienda, la de residuos, la de transporte, etc. Por tanto, si durante el periodo de planificación se produjeran evoluciones significativamente diferentes de estas variables con respecto a las consideradas en los escenarios, que comprometan la posibilidad de cumplimiento de los objetivos para 2020 o de su senda indicativa, sería necesario proceder a la revisión del plan, con la reformulación de los escenarios y la revisión de objetivos y propuestas.

En particular, los escenarios de demanda energética y de crecimiento económico están sujetos constantemente a revisión, tanto de las predicciones para los siguientes años, como de los balances pasados que efectivamente han tenido lugar, debido a que el proceso de elaboración de las estadísticas es iterativo y va perfeccionándose conforme se obtiene más información al respecto. Es por ello que para realizar un ejercicio de planificación a largo plazo es necesario fijar la información disponible en un momento determinado, para construir a partir de ella los escenarios de evolución hacia el futuro. Debido a la obligación de someter a un proceso de consulta pública la versión preliminar del Plan de Energías Renovables 2011-2020, junto a su Informe de Sostenibilidad Ambiental, los datos del balance de energía de 2010 y las hipótesis exógenas utilizadas toman como referencia los supuestos del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, aprobado por el Consejo de Ministros del 29 de julio de 2011.

Por lo que se refiere a las cifras de crecimiento económico incluidas en el PER para 2014 y a partir de 2015, difieren ligeramente de las previstas en el Programa de Estabilidad 2011-2014, siendo en el primer caso ligeramente inferiores (crecimiento del 2,4 frente al 2,6%) y en el segundo caso ligeramente superiores (2,4% frente a 2,1%). En consecuencia, de acuerdo con el resto de hipótesis, la demanda energética en el año 2020 sería un 1,6% menor a la prevista, y con ella la producción de energía renovable y la potencia necesaria para alcanzar los objetivos agregados señalados.

Sin duda, durante los próximos años no sólo las previsiones de escenarios variarán, sino que la evolución real de las macromagnitudes será diferente a la prevista inicialmente. Los escenarios energéticos descritos, incluida la producción y la potencia renovable, están asociados a la evolución de estas macromagnitudes. Por este motivo, se incluyen los procedimientos de revisión para que, en el caso de que se produzcan evoluciones significativamente diferentes de las variables a las consideradas en los escenarios, se revisen los escenarios energéticos, incluida la potencia renovable necesaria para el cumplimiento de los objetivos.

Cabe destacar, así mismo, que la información ambiental disponible derivada del seguimiento de este Plan y de la evaluación ambiental estratégica de los planes energéticos autonómicos será utilizada para posteriores revisiones del PER 2011-2020, incorporando aquellas conclusiones aplicables.

Por su parte, la Ley de Economía Sostenible establece en su artículo 86 que, para el adecuado seguimiento y evaluación del cumplimiento de los objetivos de la misma, además de los informes periódicos de seguimiento de los diferentes planes y programas, cada cuatro años se realizará una evaluación de los distintos instrumentos de planificación incluidos en esa ley: planificación indicativa del modelo de generación de energía, planificación vinculante de las infraestructuras y redes de energía, planes de energías renovables y planes nacionales y programas de ahorro y eficiencia energética.

Por otro lado, el pasado 1 de octubre de 2011 ha entrado en vigor el Real Decreto 1274/2011, de 16 de septiembre, por el que se aprueba el Plan estratégico del patrimonio natural y de la biodiversidad 2011-2017, en aplicación de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. Cuando se proceda a la revisión del PER 2011-2020, ésta revisión se llevará a cabo tomando en consideración las diferentes normativas y políticas medioambientales, incluido el Plan estratégico mencionado, de reciente aprobación, para una adecuada incorporación de los temas relativos a la biodiversidad en la planificación de las energías renovables. En particular, se integrarán en la planificación de las energías renovables las consideraciones relacionadas con la conservación de la biodiversidad, de acuerdo con el Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino.

ANEXO I: FICHAS DE PROPUESTAS

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Código	Nombre		Tipo								
HEL-001	Ayuda pública a la inversión a proyectos que no reciben apoyo económico del Régimen Especial (línea 5)		Subvención								
Sector		Subsector		Estado							
Horizontal eléctrica		No procede		En ejecución							
Descripción											
<p>Esta línea de ayuda pública a la inversión está pensada para aplicaciones eléctricas pequeñas con tecnologías maduras y que pueden entrar en los convenios con las CCAA. Se enfoca también a tecnologías renovables que pueden funcionar aisladamente. Igualmente se incluyen proyectos de introducción de conceptos como balance neto y redes inteligentes.</p> <p>Supone el mantenimiento del sistema actual de ayudas a la inversión debiendo cumplirse los requisitos establecidos en las correspondientes publicaciones de cada comunidad autónoma y que tienen su base en los convenios establecidos entre el Gobierno del Estado y los Gobiernos Regionales.</p>											
Resultado esperado											
Desarrollo de instalaciones y sistemas con EERR que no están incentivadas al quedar fuera del sistema de primas del Régimen Especial, pero que desde un punto de vista tecnológico son muy interesantes dentro de las energías renovables.											
Organismo responsable	MITyC, Consejerías de Industria de las CCAA										
Organismos colaboradores	IDAE										
Grupo al que se destina	Administraciones públicas y usuarios finales.										
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020						
Impacto energético (ktep) (*)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Coste (M€)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)	
2,3	2,6	3,5	3,8	3,8	4,9	5,3	5,8	6,5	7,0	45,5	
Origen de los fondos		PGE									
Comentarios											
<p>Su objeto es, por tanto, permitir la viabilidad económica de instalaciones renovables eléctricas aisladas de la red, y de instalaciones para autoconsumo de pequeña potencia. Por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Instalaciones eólicas de pequeña potencia (hasta 10 kW) aisladas de red. - Instalaciones eólicas de pequeña potencia (hasta 10 kW) para autoconsumo, acogidos al esquema de "balance neto". - Instalaciones fotovoltaicas aisladas. - Instalaciones fotovoltaicas de pequeña potencia acogidas al esquema de "balance neto" - Instalaciones de biomasa de pequeña potencia (hasta 10 kW) con motores Stirling aisladas de red. - Instalaciones de biomasa de pequeña potencia (hasta 10 kW) con motores Stirling para autoconsumo en los sectores residencial y terciario, acogidos al esquema de "balance neto". 											

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-002	Fomento de Empresas de Servicios Energéticos (ESE, o ESCOS por sus siglas en inglés) para aplicaciones eléctricas renovables		Promoción							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
En un escenario futuro donde el sistema eléctrico actual evolucione hacia un esquema de generación distribuida las energías renovables tendrán una participación muy relevante. En este esquema del sistema eléctrico, el papel de las ESEs podrá ser muy relevante, más aun cuando la paridad de red en punto de consumo para algunas tecnologías puede alcanzarse en los próximos años.										
Resultado esperado										
Creación de nuevas empresas y nuevos puestos de trabajo.										
Organismo responsable	Administraciones públicas.									
Organismos colaboradores	Asociaciones del sector.									
Grupo al que se destina	Instaladores, promotores y usuarios finales.									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
Esta propuesta influirá principalmente en las tecnologías renovables eléctricas (solares, eólica, biomasa, minihidraulica, etc)										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-003	Mayor desarrollo de las interconexiones internacionales		Planificación							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>La planificación en vigor recoge dos nuevas conexiones con Francia, una por el Pirineo oriental y otra por el central. En el primer caso, correspondiente a la línea eléctrica Santa Llogaia-Baixas, la solución técnica definitiva consiste en un doble circuito en corriente continua de 2.000 MW de capacidad, previéndose su entrada en funcionamiento en 2014. En cuanto a la línea del Pirineo central, la definición exacta de la actuación y su horizonte temporal deberá ser estudiada conjuntamente por los operadores del sistema de España y Francia y aprobada de mutuo acuerdo por los Gobiernos de ambos países. No obstante, estas dos actuaciones no son suficientes para alcanzar el objetivo impulsado por la Unión Europea de disponer en 2020 de una capacidad en las interconexiones del 10% de la potencia instalada, que se traduciría en más de 10.000 MW. A este respecto, la futura planificación 2012-2020 seguirá insistiendo en la necesidad de desarrollar nuevas conexiones internacionales como una de las prioridades de la política energética. Asimismo, se están analizando posibles soluciones alternativas al déficit de capacidad de transporte a mayor escala como puede ser el desarrollo de la super-grid europea, la cual se plantea como solución a la integración de renovables a gran escala.</p>										
Resultado esperado										
Incrementar la seguridad de suministro, facilitar la integración de una mayor producción de electricidad renovable no gestionable y eliminar el estatus de isla energética que califica hoy día a España.										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	REE, CNE									
Grupo al que se destina	Operadores del sistema eléctrico, operadores y titulares de instalaciones de generación eléctrica									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2012	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Código	Nombre		Tipo							
HEL-004	Adaptación del Marco Legal del Régimen Especial a diversos aspectos sectoriales		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
Se trata de adaptar la actual legislación a las distintas particularidades de los sectores renovables en cuanto a procedimientos, limitaciones de uso, barreras y diferenciación de las aplicaciones actuales en cuanto a los desarrollos sectoriales.										
Resultado esperado										
Mejor adaptación de la regulación existente a cada una de las tecnologías renovables de generación eléctrica enmarcadas en el Régimen Especial. Fomento de los sectores a los que aplica.										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	MARM, IDAE, CNE									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas y promotores.									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2013					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>EERR eléctricas: establecimiento de un cupo específico para las instalaciones renovables de pequeña potencia con generación eléctrica, en el Registro administrativo de preasignación (art. 4 RD-l 6/2009), al que podrían estar exentas las instalaciones de potencia inferior a 10 kW. Eólica: establecimiento de un marco retributivo específico que incentive las instalaciones eólicas de pequeña potencia (de potencia inferior a 100 kW), creación del subgrupo b.2.3. en el RAIPRE. Eólica de pequeña potencia: dos escalones de retribución ≤ 10 kW, y entre 10 y 100 kW. Biogás: establecimiento de objetivos específicos y diferenciados para las tecnologías de digestión anaerobia y desgasificación de vertederos e inclusión de un nuevo umbral de potencia (< 250 kWe) para el biogás de digestor. Biomasa: mejora y simplificación del régimen aplicable a las instalaciones de < 2 Mwe. Reconocimiento expreso de las microalgas. Biogás y biomasa: acceso y conexión a la red eléctrica en régimen especial para proyectos de generación eléctrica con biomasa de potencias inferiores a 1 MWe. Biogás, biomasa y solar: eliminar la limitación del uso del gas, permitiendo hibridaciones en cualquier proporción. Retribución según tecnología y/o fuente energética. Residuos: se permitirán las hibridaciones del grupo c.2. con los grupos b.6, b.7, b.8, la co-combustión de c.2. en el marco del artículo 46 y las cogeneraciones con CSR (con retribución en función del contenido renovable). Cogeneración: ajuste de las primas de cogeneración de forma que las retribuciones del subgrupo a13 tengan como límite inferior el máximo de retribución para una cogeneración con combustibles convencionales. Solar: modificación de los límites para utilizar un combustible (generalmente es gas natural) para mantener la temperatura del fluido transmisor de calor, establecer procedimientos de medida y contabilización para hibridaciones o apoyos de otros combustibles claros y fiables, que garanticen la retribución según tecnología. Eólica y solar termoeléctrica: eliminar la limitación de 50 MW para derecho a régimen especial, de manera que se optimicen diseños y no se fomenten agrupaciones de instalaciones. Energías del mar y geotermia: creación de dos grupos específicos para las proyectos de generación eléctrica con energías del mar y geotermia respectivamente, dentro del régimen especial y reconocimiento de la energía geotérmica de alta y media temperatura como gestionable.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-005	Tratamiento regulatorio específico para la conexión a red y autorización de las instalaciones renovables de pequeña potencia		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En elaboración						
Descripción										
<p>Desarrollo de una nueva reglamentación para la conexión a red de media y baja tensión de instalaciones de generación de energía eléctrica de baja potencia (hasta 100 kW) fijando condiciones especiales técnicas y de tramitación para instalaciones de menos de 10 kW asociadas a puntos de consumo.</p> <p>Se trata de facilitar la conexión de pequeñas instalaciones a redes generalmente urbanas, bien sean de media o de baja tensión, agilizando y abaratando los costes asociados, estableciendo tramitaciones abreviadas tanto a nivel de la administración como de la compañía eléctrica. Los puntos básicos serán:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Eliminación de la autorización administrativa y la aprobación de proyecto de ejecución. - Establecimiento de un cupo específico dentro del registro de preasignación. - Tramitación con la compañía eléctrica para instalaciones de menos de 10 kW: solo comunicación a la misma siempre que no se supere la potencia contratada por el usuario. 										
Resultado esperado										
Disminución de barreras administrativas a las instalaciones renovables eléctricas de pequeña potencia, posibilitando su despliegue e impulsando la generación distribuida.										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	CCAA									
Grupo al que se destina	Promotores y usuarios finales.									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos		No procede								
Comentarios										
<p>En la actualidad, los requerimientos técnicos para la conexión y autorización administrativa de instalaciones renovables con generación eléctrica de pequeña potencia son similares a los de instalaciones de mayor potencia. Ya se encuentra en elaboración la Propuesta de Real Decreto de "regulación de la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia".</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-006	Establecimiento de un mecanismo de balance neto para instalaciones eléctricas renovables destinadas a autoconsumo		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>El objetivo es establecer un sistema de compensación de saldos de energía, denominado "balance neto", que permita a un consumidor que autoproduce parte de su consumo eléctrico compatibilizar su curva de producción con su curva de demanda, mediante la cesión de excedentes puntuales al sistema y su posterior recuperación. Si la demanda es superior a la producción, se importa energía de la red; cuando la demanda es inferior a la producción, se exporta energía a la red. Mes a mes, se contabilizaría el balance neto de estos tránsitos de energía de manera que, si ha habido más demanda existe un pago al suministrador; si ha habido más exportación se genera un crédito de energía que se descuenta en la facturación del mes siguiente.</p> <p>Inicialmente se potenciarán pequeñas instalaciones asociadas a puntos de suministro. Posteriormente este concepto se ampliará a la incorporación de instalaciones mayores para generación en polígonos industriales, urbanizaciones, etc.</p>										
Resultado esperado										
<p>Fomento de autoconsumo de energía eléctrica producida con fuentes renovables y aplanamiento de la curva de demanda. Desarrollo de un sistema eléctrico de generación distribuida.</p>										
Organismo responsable	Administraciones públicas									
Organismos colaboradores	Asociaciones del sector									
Grupo al que se destina	Instaladores, promotores, productores de energía en régimen especial y consumidores.									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos		PGE								
Comentarios										
<p>Inicialmente se podría aplicar a instalaciones de pequeña potencia asociadas a puntos de suministro existentes. Posteriormente, este concepto se ampliará para instalaciones de mayor potencia y no necesariamente ligados a un único consumidor (por ejemplo en polígonos industriales, urbanizaciones, etc). Serían necesarias actuaciones sobre la normativa existente en al menos los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Descripción de las características técnicas de los equipos de medida para este sistema. - Definición de requisitos y configuraciones simplificadas para conexión en redes interiores. - Derechos y deberes de los agentes implicados (consumidor, comercializador, distribuidor, operador del mercado, etc). 										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-007	Desarrollo de los sistemas de gestión de la demanda de electricidad y de las redes inteligentes en general		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En elaboración						
Descripción										
<p>Definición de un paquete de acciones de gestión de la demanda adicionales a considerar en el horizonte 2020 que permitan, entre otros, avanzar en la reconversión de nuestras infraestructuras eléctricas a las llamadas redes inteligentes (smart grids), las cuales se apoyarán en las tecnologías de la información, un elemento de gran importancia para conseguir una gestión activa de la demanda. Estas acciones se centran fundamentalmente en:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Modulación del consumo industrial: promover una demanda superior en periodos valle respecto a los periodos de punta del sistema. - Sistemas de discriminación horaria supervalve específicos para el vehículo eléctrico (medida creada en el Plan de acción 2010-2012, dentro del marco de la "Estrategia integral para el impulso del vehículo eléctrico" y regulada en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo). - Desarrollo de la figura del gestor de cargas: orientada a la carga del vehículo eléctrico y materializada en forma de contratos entre el gestor de cargas y los usuarios finales (actividad ya regulada en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo). - Desarrollo de las funcionalidades de gestión de la demanda de los contadores inteligentes: discriminación horaria para clientes domésticos, establecimiento y puesta en marcha de funciones de telemedida y telegestión etc. 										
Resultado esperado										
<p>Aplanamiento de la curva de demanda mediante un desplazamiento de consumos desde los periodos punta a los periodos valle, lo que resultará en una reducción de gastos estructurales necesarios para cubrir la demanda punta; una disminución del riesgo de vertido de energías renovables en horas valle, fundamentalmente eólica, favoreciendo así su integración; una mayor eficiencia para el conjunto del sistema; y la participación activa de la demanda en la operación del sistema eléctrico.</p>										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	REE, CNE, administraciones autonómicas.									
Grupo al que se destina	Operadores del sistema eléctrico, usuarios finales.									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo								
HEL-008	Programa de financiación para generación eléctrica distribuida (P<10 kW) (línea de financiación E)		Financiación (préstamo)								
Sector		Subsector		Estado							
Horizontal eléctrica		No procede		En proyecto							
Descripción											
Facilitar la financiación de pequeñas instalaciones a usuarios finales, tal que permita su participación en el sistema contribuyendo a la generación distribuida y que pueda ir asociada a otras importantes aplicaciones (carga de baterías de vehículos eléctricos, "smart grids"). Las instalaciones de potencia inferior a 10 kW, interconectadas con la red eléctrica de baja tensión, estarán asociadas a centros de consumo.											
Resultado esperado											
Limitación de la demanda energética sobre el sistema y evolución hacia una mejor gestión de la demanda. Mejor adaptación de la demanda y oferta de la energía eléctrica. Mayor capacidad de integración de EERR en el sistema eléctrico.											
Organismo responsable		IDAE									
Organismos colaboradores		MITyC, MEH (ICO), Sector bancario.									
Grupo al que se destina		Promotores y usuarios finales									
Aplicación energética		Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2010	Año de finalización	2011					
Impacto energético (ktep) (*)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Coste (M€)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)	
0,0	0,0	5,0	6,5	6,5	7,2	7,3	2,7	1,2	1,6	38,0	
Origen de los fondos		Presupuestos Generales del Estado, ICO									
Comentarios											
Se estiman fondos necesarios para financiar el 100% de la inversión de 100 instalaciones fotovoltaicas y 50 instalaciones termosolares por año durante 5 años, considerando instalaciones de 10 kW de potencia nominal y un ratio de inversión de 2,5 €/kW para ambas tecnologías. Para instalaciones eólicas de pequeña potencia, se considera necesario disponer de fondos durante 5 años a partir 2016.											

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-009	Tratamiento regulatorio específico para el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles en infraestructuras existentes		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
Desarrollar un marco normativo para promover el desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas reversibles o ampliación de existentes, aprovechando las infraestructuras ya existentes (presas, canales o depósitos) de forma compatible con la planificación hidrológica y preservando los valores medioambientales.										
Resultado esperado										
Incrementar la capacidad de almacenamiento de energía eléctrica, lo que facilitará la integración en la red de transporte y distribución de la energía procedente de fuentes renovables no gestionables. Las previsiones al 2020 en potencia a instalar de bombeo, se han establecido teniendo en cuenta las previsiones actuales de los agentes. Se alcanzarán cerca de 3.500 MW adicionales.										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	IDAE, REE, CNE									
Grupo al que se destina	Inversores									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>La energía hidroeléctrica es la energía ideal para almacenar la energía renovable excedentaria mediante el bombeo. Se trata de una energía de gran calidad que contribuye enormemente a la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico como energía regulada rápidamente disponible para el seguimiento de variaciones de la demanda y de la oferta y flexible para el control de frecuencia y tensión de la red, reposición del servicio, etc. Por este motivo, en el marco del nuevo plan, el desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas reversibles se va a convertir en una prioridad a corto plazo como estabilizador del sistema eléctrico y almacén de energías renovables discontinuas y dispersas, como la eólica y la solar fotovoltaica.</p> <p>Asimismo, existen sistemas de regadío que impulsan el agua a balsas superiores, que se utilizan exclusivamente en las épocas de regadío (4-5 meses al año) estando parados el resto del año. Estas infraestructuras también podrían ser utilizadas para instalar minicentrales hidroeléctricas reversibles, que compatibilizaría el uso para regadío con el uso hidroeléctrico con mínimo impacto ambiental al encontrarse las infraestructuras de canales y balsas ya realizadas.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-010	Procedimiento administrativo simplificado para plataformas experimentales I+D de eólica marina y/o energías del mar		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>Establecimiento de un procedimiento administrativo simplificado de autorización para instalaciones constituidas por infraestructuras de ensayos, pruebas y certificación de unidades experimentales de uno o más tecnologías relacionadas con la eólica marina y/o energías del mar, sin límite de potencia, cuya entidad titular esté participada por capital público, siendo conveniente su consideración de Instalaciones Científicas y Técnicas Singulares (ICTS).</p> <p>Para que la industria eólica marina nacional y la asociada a las energías del mar, tengan un desarrollo sostenible a medio-largo plazo es imprescindible disponer de infraestructuras científico-tecnológicas de primer nivel, que permitan competir con los tecnologías internacionales en igualdad de condiciones. Las plataformas, accesibles a fabricantes de máquinas y componentes, y a agentes científico tecnológicos (universidades, OPIs, etc.), tendrían las siguientes características, haciéndolas merecedoras de su consideración como ICTS:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Única en España, y diferenciada por su diseño y aplicación específica en entorno marino. - Centro experimental de vanguardia, esencial para el desarrollo de una investigación científica/tecnológica competitiva y de calidad. 										
Resultado esperado										
<ul style="list-style-type: none"> - Creación de, al menos, una plataforma de investigación y ensayo de nuevos procesos tecnológicos y desarrollos innovadores de aerogeneradores marinos, para su posterior aplicación comercial en el sector, permitiendo a los tecnólogos nacionales posicionarse a nivel estratégico y aumentar su competencia internacional. - Facilitar a los tecnólogos el acceso y conexión a infraestructuras conectadas a red en entorno marino donde probar sus prototipos, reduciendo tiempos y costes (aspecto esencial para la I+D). 										
Organismo responsable	AGE									
Organismos colaboradores	Gobiernos autonómicos.									
Grupo al que se destina	Tecnólogos y agentes científico tecnológicos.									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2013					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos		No procede								
Comentarios										
<p>Estas plataformas experimentales permitirían la certificación de componentes, prototipos e innovaciones sin necesidad de acudir al extranjero. Igualmente, reduciría los tiempos de desarrollo de prototipos nacionales, hasta su comercialización, incrementando al tiempo la madurez de las primeras series. Este tipo de instalaciones ya existe en otros países (EEUU, Dinamarca, Holanda, Reino Unido...).</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-011	Simplificación de los trámites administrativos de instalaciones renovables eléctricas		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>Simplificación de los procedimientos de autorización para aquellas instalaciones renovables eléctricas en las que la AGE sea competente. Asimismo, para aquellas instalaciones renovables eléctricas en las que la AGE no sea competente, siguiendo las directrices del artículo 84 de la Ley de Economía Sostenible, el MITyC elaborará un catálogo de los procedimientos y trámites a seguir para las instalaciones de aprovechamiento de la energía de origen renovable, al objeto de servir de guía a las administraciones públicas competentes.</p> <p>Ambos procedimientos establecerán calendarios y tendrán que tener en cuenta las peculiaridades de las distintas tecnologías renovables. Se propondrán procedimientos de autorización aún más simplificados para los proyectos de menor envergadura.</p>										
Resultado esperado										
<p>Conseguir racionalizar y acelerar los procedimientos administrativos, según lo dispuesto en la Directiva 2009/28 y en la Ley 2/2011 de Economía Sostenible.</p>										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	CCAA									
Grupo al que se destina	Sector de las energías renovables.									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>El artículo 84 de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible establece que el MITyC elaborará un catálogo de procedimientos y trámites a seguir para la implantación de instalaciones de aprovechamiento de la energía de origen renovable.</p> <p>Además, el artículo 13 de la Directiva 2009/28 promueve que los procedimientos administrativos sean proporcionados y necesarios. En aras a contribuir a este objetivo (aún no conseguido a día de hoy, ya que se ha identificado como barrera para todo el sector de las energías renovables eléctricas la complejidad y demora de los trámites de autorización), se considera necesario elaborar procedimientos transparentes y ágiles que permitan reducir los tiempos de consecución de los permisos necesarios.</p> <p>El carácter de esta propuesta es completamente horizontal, aunque será necesario tener en cuenta las particularidades de cada tecnología.</p> <p>Eólica marina: procedimiento administrativo abreviado para la instalación de torres de medición en entornos marinos, eximiéndolas de obtener 'reserva de zona' previa a la autorización administrativa, disminución de plazos durante la gestión y resolución administrativa de los proyectos eólicos marinos presentados en la AGE.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-012	Reducción de barreras administrativas a los proyectos de I+D+i+d relacionados con las energías renovables de generación eléctrica		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
<ul style="list-style-type: none"> - Establecimiento de un cupo específico para proyectos experimentales a partir de energías renovables de generación eléctrica, en el registro de preasignación (AGE). - Priorización en la concesión del punto de conexión frente a instalaciones no experimentales. - Aplicación de procedimientos simplificados para la autorización de proyectos de I+D+i+d de energías renovables en las CCAA incluyendo la exención de presentación de avales. - Fijación de requerimientos para la consideración de proyectos I+D+i+d (por ejemplo, área eólica: limitación de nº aerogeneradores; titularidad por un fabricante de máquinas en más de un 50%; no posibilidad de transmisión de autorizaciones manteniendo la consideración de instalación experimental). - Simplificación de trámites ambientales para las etapas de exploración e investigación de los recursos geotérmicos. 										
Resultado esperado										
Facilitar el despegue de tecnologías renovables incipientes.										
Organismo responsable	AGE - Gobiernos autonómicos.									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina	Tecnólogos									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos		No procede								
Comentarios										
<p>Eólica terrestre: Cupo específico para proyectos experimentales en el Registro de Preasignación, para el período 2014-2020.</p> <p>Eólica marina: modificación del RD 1028/2007, de 20 de julio, en particular su Disposición Final Segunda, elevando la potencia hasta los 30 MW (desde los 10 MW actuales) para las instalaciones compuestas por un máximo de 3 máquinas, con fines de I+D+i+d de tecnologías eólicas marinas, a las que sería de aplicación un procedimiento simplificado de tramitación administrativa.</p> <p>Energías del mar: reducción de barreras administrativas a proyectos de I+D+i de energías del mar.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre					Tipo				
HEL-013	Requisitos técnicos a las instalaciones de generación eléctrica de origen renovable mediante la modificación del Procedimiento de Operación PO 12.2					Normativa				
Sector			Subsector			Estado				
Horizontal eléctrica			No procede			En elaboración				
Descripción										
Los requisitos técnicos necesarios de la modificación del PO 12.2 están relacionados con: - Capacidad de funcionamiento permanente y temporal en ciertos rangos de tensión y frecuencia. - Control dinámico de la tensión durante perturbaciones en la red. - Control de la tensión en régimen permanente. - Capacidad de regulación potencia-frecuencia y ciertos requisitos de control de potencia.										
Resultado esperado										
Una vez se apruebe dicho procedimiento de operación, las nuevas instalaciones proveerán al sistema eléctrico de más características, prestaciones y servicios importantes para garantizar un funcionamiento más seguro del mismo y, por tanto, la integración de la generación renovable prevista podrá realizarse en mejores condiciones de seguridad.										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	REE, CNE									
Grupo al que se destina	Operadores sistema eléctrico, titulares de instalaciones de producción conectados a la red									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
A lo largo de la década se producirá un desplazamiento paulatino de generadores síncronos (fundamentalmente generación eléctrica convencional) por otros basados en electrónica de potencia (eólica y solar fotovoltaica principalmente). Resulta apropiado en este contexto, que estos nuevos actores aporten unas capacidades y prestaciones similares, cuando técnicamente sea posible, a las de la generación síncrona a la que desplazan, y en este sentido, resulta esencial la colaboración y coordinación de todo el sector para conseguir un adecuado desarrollo tecnológico y normativo enfocado a una óptima y segura integración de este tipo de energía. Recientemente Red Eléctrica de España como operador del sistema, ha realizado una propuesta de modificación del Procedimiento de Operación PO 12.2 que recoge los requisitos técnicos (ver "descripción") identificados en línea con lo anterior, fruto del trabajo de más de dos años en colaboración con el sector: asociaciones eólicas, fabricantes, promotores, etc.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-014	Perfeccionamiento de la monitorización por parte del Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)		Estudios							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En ejecución						
Descripción										
<p>El CECRE, creado en 2006, está integrado en la estructura de control de Red Eléctrica. Es el único interlocutor en tiempo real de los generadores acogidos al régimen especial, a través de los centros de control regionales (CCRE) a los que se encuentran adscritos, y frente al Centro de Control Eléctrico Nacional (CECOEL); responsabilizándose de la gestión en tiempo real de este tipo de generación eléctrica. Realiza:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Previsiones de producción (eólica). - Precisos análisis de seguridad en todos los ámbitos temporales. - Control en tiempo real de la producción adscrita al CECRE (fundamentalmente eólica). <p>En este sentido se debe avanzar en la monitorización del mayor número posible de generadores renovables (sobre todo solar fotovoltaica). El examen y control de la generación permite maximizar la producción para evitar restricciones preventivas y retrasarlas, en su caso, al tiempo real.</p>										
Resultado esperado										
Maximizar la producción de energía eléctrica del régimen especial preservando la seguridad del sistema eléctrico.										
Organismo responsable	REE									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina	Operadores del sistema eléctrico y operadores de instalaciones de generación de eléctrica.									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-015	Marco retributivo para la generación eléctrica incorporada a red		Prima/tarifa a producción renovable							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En elaboración						
Descripción										
<p>El apoyo a la generación de electricidad a partir de energías renovables, en instalaciones conectadas al sistema eléctrico, está basado en un marco jurídico que permite priorizar el aprovechamiento de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, y en un marco económico estable y predecible que incentiva la generación a partir de tales recursos, al tiempo que permite que las inversiones asociadas obtengan unas tasas razonables de rentabilidad. En este contexto, las primas a la generación en régimen especial tienen la consideración de costes de diversificación, seguridad de abastecimiento y beneficios medioambientales, y se incluyen en la estructura tarifaria junto con el resto de las actividades del sistema.</p> <p>Este sistema ha demostrado un alto grado de eficacia en el desarrollo de la generación de electricidad con renovables, tanto en España como internacionalmente. Se propone que el futuro sistema de apoyo a la generación de electricidad de fuentes renovables tenga como base los principios citados, arbitrando los elementos necesarios para conjugar las mejoras tecnológicas y la evolución de los mercados con los incentivos para la producción de electricidad procedente de fuentes renovables.</p> <p>Asimismo, se deberán disponer de mecanismos suficientes para planificar y adecuar el crecimiento de las tecnologías a los objetivos previstos en este Plan de Energías Renovables, de manera que los niveles de retribución puedan modificarse considerando las curvas de aprendizaje de las distintas tecnologías, el comportamiento del mercado y el grado de cumplimiento de los objetivos de energías renovables.</p>										
Resultado esperado										
<ul style="list-style-type: none"> - Dotar de certidumbre y predictibilidad a la retribución para la generación eléctrica a partir de fuentes renovables. - Fomento de inversiones en el sector. Dinamización de la economía. Mantenimiento del empleo y tejido industrial. - Mejora de la eficiencia económica del sistema. 										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Titulares de instalaciones de producción de electricidad a partir fuentes renovables.									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2011					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
308,6	872,0	1.391,9	1.843,4	2.319,4	2.849,5	3.446,9	4.130,8	4.938,2	5.867,5	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
488,9	1.325,0	1.954,4	2.283,4	2.502,0	2.671,3	2.790,3	2.923,4	3.078,1	3.218,4	23.235,2
Origen de los fondos										
Comentarios										
El marco de apoyo debería asegurar la transferencia a la sociedad de la ganancia de la adecuada evolución de estas tecnologías en cuanto a la competitividad en costes relativos, minimizando los riesgos especulativos, tanto los asociados a la inversión y su retribución, como los provocados por las fluctuaciones de los mercados energéticos.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-016	Programa IDAE de apoyo a la inversión para proyectos de demostración tecnológica en generación eléctrica (Línea 4)		Subvención							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>Programa de ayudas directas a la inversión para impulsar aquellos proyectos de instalaciones renovables con producción eléctrica que incorporen innovaciones tecnológicas en fase de demostración tecnológica o precomerciales en España, y/o que suponen un uso innovador en España a tecnologías preexistentes en fase de implantación incipiente en nuestro país. Tipología de proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Actividad 4.1. Sector energías del mar: Proyectos de demostración tecnológica para generación eléctrica. - Actividad 4.2. Sector geotermia: proyectos de demostración tecnológica de geotermia convencional y EGS para producción de electricidad. - Actividad 4.3. Sector eólico: instalaciones eólicas de pequeña potencia conectadas a red, de potencia inferior o igual a 5 kW. - Actividad 4.4. Sector solar termoeléctrico: instalaciones solares termoeléctricas en fase de demostración. <p>Programas anuales gestionados por IDAE basados en la concesión de subvenciones hasta un importe máximo por instalación (porcentaje en función del ratio €/kW), que se publicarían mediante convocatorias anuales horizontales, con indicación de los importes máximos financiables para cada actividad sectorial.</p>										
Resultado esperado										
<ul style="list-style-type: none"> - Permitir la viabilidad técnico-económica y el despegue comercial de tecnologías renovables destinadas a nuevas aplicaciones actualmente poco empleadas en España. - Mejora de la competitividad internacional de la industria española. - Aumento del conocimiento y del desarrollo tecnológico. - Mejora de la eficiencia y del rendimiento de las instalaciones. - Reducción de costes de generación. 										
Organismo responsable	AGE									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Titulares instalaciones renovables de generación eléctrica.									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2012	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	2,7	6,4	9,8	13,6	17,4	18,4	15,1	10,8	5,9	100,0
Origen de los fondos		Presupuestos Generales del Estado								
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HEL-017	Adaptación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) a las tecnologías de energías renovables		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal eléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
Modificación del REBT, mediante la creación de las Instrucciones Técnicas necesarias para cada tecnología de EERR que permitan regular las características técnicas que deben cumplir las instalaciones de pequeña potencia que se conecten en baja tensión.										
Resultado esperado										
<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de la participación de las energías renovables en el abastecimiento del consumo de energía. - Mejorar la calidad en la ejecución de las instalaciones de energías renovables de pequeña potencia. 										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Instaladores de energías renovables, ESEs, arquitectos, promotores de viviendas, constructores.									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<ul style="list-style-type: none"> - Esta propuesta afecta a todas las energías renovables eléctricas de pequeña potencia conectadas a redes de baja tensión. - Para la energía eólica y fotovoltaica tiene la especificidad de establecer un sistema de acreditación para la figura del "instalador autorizado", aplicable a instalaciones de pequeña potencia. 										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo								
HGL-001	Creación y regulación de la Explotación Agraria Productora de Energías Renovables (EAPER)		Normativa								
Sector		Subsector		Estado							
Horizontal global		No procede		En proyecto							
Descripción											
Definición de la Explotación Agraria Productora de Energías Renovables (EAPER): requisitos mínimos que debe cumplir una explotación agraria para poder ser calificada como EAPER y establecimiento del tipo de incentivos y beneficios que, en su caso, podrá disfrutar. Articulación en torno a la EAPER del apoyo a la producción nacional de materia prima en el marco de la Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural.											
Resultado esperado											
Con esta propuesta se espera fundamentalmente incrementar la contribución de la materia prima de origen nacional a la producción de energías renovables.											
Organismo responsable		MARM									
Organismos colaboradores		CCAA									
Grupo al que se destina		Sector agrícola.									
Aplicación energética		Prod. combustible renovable	Año de inicio	2011	Año de finalización	2011					
Impacto energético (ktep) (*)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Coste (M€)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Origen de los fondos											
Comentarios											

(*) Si procede

Código	Nombre					Tipo				
HGL-002	Línea de financiación A (Programa de financiación para investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos de innovación)					Financiación (préstamo)				
Sector			Subsector			Estado				
Horizontal global			No procede			En proyecto				
Descripción										
Programa de ayudas públicas sujeto a acuerdos y colaboración con el MICINN y en la línea del SET PLAN dirigido a la investigación y desarrollo tecnológico nacional de nuevos prototipos, sistemas de gestionabilidad (incluyendo proyectos de hibridación) y componentes específicos relacionados con energías renovables emergentes en fase no comercial e innovación en tecnologías renovables en fase comerciales encaminados a la mejora de rendimientos, reducción de costes de generación y despegue de nuevos usos.										
Resultado esperado										
Preparar la tecnología para pasar de la fase prototipo a la fase de demostración. Facilitar la viabilidad técnico-económica de proyectos españoles de I+D. Desarrollo estratégico de las empresas españolas para desarrollar un producto competitivo y alcanzar un desarrollo tecnológico equiparable con el existente en otros países. Reducción de costes de generación, mejorando su eficiencia y permitiendo una implantación y diversificación mayor y mejor, en la búsqueda de la plena competitividad frente a la generación con otras fuentes de energía convencionales.										
Organismo responsable		IDAE								
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina		Tecnologías emergentes en fase de desarrollo o precomercial.								
Aplicación energética		General		Año de inicio		2011		Año de finalización		2020
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
5,4	5,9	7,1	8,5	9,3	7,7	6,7	6,6	6,4	6,4	70,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>Esta línea de financiación incluiría las siguientes tipologías de proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Proyectos orientados al desarrollo de prototipos de equipos térmicos de biomasa con el objetivo de mejorar el rendimiento, facilidad de operación y mantenimiento y reducción del nivel de emisiones. -Desarrollos tecnológicos innovadores basados en la incorporación de dispositivos de almacenamiento de la generación eólica, para optimizar su gestionabilidad y la participación de la eólica en los mecanismos de ajuste del sistema eléctrico. -Actividades de investigación, desarrollo tecnológico e innovación de tecnologías de aprovechamiento de energías del mar e instalaciones de conexión a red. - Desarrollos tecnológicos innovadores en instalaciones solares fotovoltaicas. - Desarrollos tecnológicos centrados en tecnología de Sistemas Geotérmicos Estimulado EGS. - Proyectos de instalaciones solares térmicas para nuevas aplicaciones. -Desarrollos tecnológicos innovadores para instalaciones solares termoeléctricas. - Hidrocarburos producidos a partir de procesos de síntesis química o biológica que utilicen biomasa como materia prima. 										

(*) Si procede

Código	Nombre					Tipo				
HGL-003	Elaboración de un Programa Nacional de Desarrollo Agroenergético					Normativa				
Sector			Subsector			Estado				
Horizontal global			No procede			En proyecto				
Descripción										
Elaborar un plan a nivel nacional de desarrollo agroenergético que acometa las siguientes actividades: 1) la mejora de la productividad de biomasa con fines energéticos, 2) el uso de la biomasa lignocelulósica como materia prima para la fabricación de biocarburantes, 3) la valorización energética de las algas y 4) fomento del biogás agroindustrial.										
Resultado esperado										
Fomento de nuevas materias primas para la producción de biocarburantes e incremento de la contribución de materia prima nacional. Contribuir a la expansión del sector agrario mediante la actividad agroenergética.										
Organismo responsable	MARM									
Organismos colaboradores	IDAE, MITyC y MICINN									
Grupo al que se destina	Sector agrario.									
Aplicación energética	Prod. combustible renovable	Año de inicio	2012	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
Para la consecución de los objetivos del Plan de Energías Renovables es preciso contar con el sector agrario para potenciar el desarrollo de la producción de biomasa mediante cultivos energéticos y mediante las tecnologías de transformación eficiente de la biomasa en biocarburantes.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-004	Difusión de las energías renovables al conjunto de la sociedad		Información/formación							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>La actuación se realizará mediante la difusión de las ventajas de las energías renovables para el conjunto de la sociedad. Se pretende informar sobre el impacto económico real que supone la existencia de un sector productivo, en ocasiones muy atomizado, que crea empleo a nivel local. Se tendrá en especial consideración la información sobre cómo el recurso económico destinado a las primas y tarifas reguladas del régimen especial, las subvenciones y otros marcos de apoyo como los incentivos al calor renovable o los incentivos fiscales para biocarburantes revierten en toda la sociedad.</p> <p>Esta propuesta de difusión va dirigida tanto al público general no cualificado como a otros agentes más técnicos que participan en el diseño de instalaciones, en la planificación urbanística, en la elaboración de normas, etc y abarca tanto a las tecnologías renovables eléctricas como a las térmicas y a los biocarburantes.</p>										
Resultado esperado										
Cambio de actitud hacia las energías renovables, de manera que el conjunto de la sociedad conozca las ventajas que supone la incorporación de estas tecnologías al sistema eléctrico y a la producción de calor y el impacto económico real que supone su impulso considerando todos los retornos que se producen.										
Organismo responsable	IDAE, MITyC									
Organismos colaboradores	Administración regional y asociaciones del sector.									
Grupo al que se destina	Sociedad en general.									
Aplicación energética	Inst. cogeneración	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
1,8	12,4	5,4	5,4	5,4	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	56,7
Origen de los fondos		IDAE, MITyC								
Comentarios										
<p>Solar térmica: difusión de los derechos de los usuarios relacionados con los sistemas de energía solar térmica derivados de la aplicación del CTE. Difusión de las ventajas de la correcta operación de las instalaciones.</p> <p>Biogás: realizar tareas de información sobre lo consolidado de las tecnologías de digestión anaerobia y su capacidad para tratar un amplio abanico de residuos.</p> <p>Biomasa: propuestas de difusión para aplicaciones térmicas de la biomasa doméstica e industrial, dando a conocer sus particularidades técnicas, económicas, etc. A la amplia variedad de agentes que es necesario que tomen decisiones y actúen para que la biomasa se desarrolle en todas sus vertientes. El plan de difusión incluirá campañas de televisión y radio específicas y generales sobre biomasa, publicaciones, jornadas, encuentros sectoriales, artículos, etc.</p> <p>Eólica marina: participación de IDAE y otros organismos públicos en jornadas y foros de difusión sobre las ventajas socio-económicas y medioambientales de los parques eólicos marinos.</p> <p>Geotermia: líneas de trabajo que permitan la difusión de las posibilidades de la tecnología y los recursos geotérmicos así como la formación de todos los actores de la cadena de valor.</p> <p>Energías del mar: campañas de divulgación de los beneficios de las energías del mar y formación especialización de todos los agentes implicados.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-005	Elaboración de modelos de ordenanzas municipales para introducción de las energías renovables		Promoción							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En elaboración						
Descripción										
Elaboración de modelos de ordenanzas municipales para impulsar la implementación de las energías renovables con aplicaciones térmicas (biomasa, biogás, geotermia, etc.) o eléctricas (aerogeneradores de pequeña potencia, instalaciones fotovoltaicas, etc.).										
Resultado esperado										
Impulso del uso de las energías renovables en edificios a nivel local, en entornos urbanos o semiurbanos. Disminución de las barreras administrativas y homogeneización de reglamentos.										
Organismo responsable	MITyC, ayuntamientos y entidades locales.									
Organismos colaboradores	IDAE, FEMP									
Grupo al que se destina	Ayuntamientos y entidades locales.									
Aplicación energética	General	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
Ante el éxito obtenido con las ordenanzas solares se plantea el desarrollo de ordenanzas municipales similares para el resto de tecnologías renovables.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-006	Planificación de infraestructuras eléctricas y de gas (2012-2020)		Planificación							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En elaboración						
Descripción										
<p>Esta planificación, de suma importancia de cara a la obtención de un sistema energético económica y técnicamente sostenible, abordará los cambios surgidos como consecuencia de la crisis económica y que no pudieron preverse en la planificación en vigor (Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobada en mayo de 2008). En líneas generales, la nueva Planificación 2012-2020 seguirá apostando por la integración de nueva producción energética de origen renovable, como queda estipulado en la Ley de Economía Sostenible.</p>										
Resultado esperado										
<p>Destacan: asegurar el suministro de la demanda; mantener y mejorar el sistema eléctrico mediante la vertebración racional de las redes, que permita la realización de las distintas actividades destinadas al suministro; contribuir a la integración de la nueva producción energética de origen renovable.</p>										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	REE, ENAGÁS, CNE y CCAA									
Grupo al que se destina	Operadores del sistema eléctrico e inversores de proyectos energéticos.									
Aplicación energética	General	Año de inicio	2012	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>Cumpliendo con los horizontes temporales incluidos en el Real Decreto 1955/2000, y con el periodo cuatrienal de revisión de planificación de infraestructuras y redes de energía que estipula la Ley de Economía Sostenible, se está trabajando en este nuevo documento de planificación para el periodo 2012-2020, cuya elaboración se inició con la publicación de la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.</p> <p>Así mismo es coherente con la Ley de Economía Sostenible que obliga, entre otras cosas, a que la planificación vinculante se realice teniendo en cuenta la obligación de maximizar la participación de las energías renovables en la cesta de generación energética y en particular en la eléctrica.</p> <p>Con el fin de coordinar los procesos administrativos de autorización de infraestructuras con la planificación, ésta última recoge una fecha de puesta en servicio prevista para cada una de las infraestructuras que incluye. El procedimiento de autorización de las infraestructuras de la red de transporte y distribución se encuentra actualmente regulado en la Ley 54/1997 y en el Real Decreto 1955/2000, que desarrolla la primera.</p> <p>Energías del mar: desarrollo específico de las redes eléctricas en las regiones marítimas periféricas para asegurar la exportación de la energía de las olas.</p> <p>Eólica marina: consideración de las infraestructuras de transporte necesarias para la evacuación eléctrica asociada a los proyectos eólicos marinos en avanzado estado de tramitación administrativa. Posibilidad de establecer zonas de evacuación preferente y corredores eléctricos marinos de transporte hasta las zonas de desarrollo eólico marino.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-007	Establecimiento de un sistema de certificación y cualificación de instaladores		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En proyecto						
Descripción										
Se diseñará un sistema de certificación (o sistemas de cualificación equivalentes) antes del 31 de diciembre de 2012, disponibles para todos los instaladores de sistemas de energías renovables, para dar cumplimiento a las disposiciones de la Directiva 2006/123/CE y de la Directiva 2009/28/CE, fundamentalmente en lo relativo a los "Procedimientos administrativos, reglamentos y códigos" (art. 13), y a la "Información y formación" (art. 14). Así mismo, se informará al público de estos sistemas de certificación o de cualificación equivalentes.										
Resultado esperado										
<ul style="list-style-type: none"> - Sistema de certificación y cualificación de instaladores de EERR para todas las tecnologías. - Aumento de la calidad de las instalaciones. 										
Organismo responsable										
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina										
Aplicación energética	General	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>Parte de esta propuesta se está desarrollando actualmente gracias a los sistemas de cualificación profesional (certificados de profesionalidad) y la definición de sus respectivas unidades de competencia.</p> <p>Eólica de pequeña potencia: las particularidades de esta tecnología y sus equipos por estar sometidos a cargas dinámicas, exigen tener en cuenta específicamente las consideraciones mecánicas (estudio de cargas, cimentaciones, anclajes, etc.), para garantizar la seguridad y la calidad en la ejecución de las instalaciones eólicas de pequeña potencia.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-008	Desarrollo de normativa sobre límites de emisión para instalaciones de energías renovables		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En proyecto						
Descripción										
Desarrollo de normativa sobre valores límites de emisión para aquellas instalaciones que empleen combustibles renovables y no estén contempladas ya en la normativa vigente sobre valores límites de emisión al aire.										
Resultado esperado										
Fomento de las instalaciones de biomasa y eliminación de barreras administrativas para su desarrollo.										
Organismo responsable	MARM, MITyC, CCAA y ayuntamientos									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas locales, regionales y nacionales y agentes del sector biomasa									
Aplicación energética	General	Año de inicio	2012	Año de finalización	2013					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
A pesar de que ya existen Directivas que fijan valores límites de emisión para instalaciones de energías renovables (por ejemplo, la Directiva 2010/75 sobre las emisiones industriales, que fija valores límites de emisión para instalaciones de biomasa de más de 50 MWt), existe un amplio abanico de instalaciones (biomasa < 50 MWt, biogás, etc.), para las cuales no existe normativa a nivel nacional sobre valores límites de emisión. Esta ausencia de normativa específica dificulta el establecimiento de valores de límites de emisión proporcionados para instalaciones que empleen energías renovables.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-009	Estudio sobre el impacto ambiental de las energías renovables		Estudios							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En proyecto						
Descripción										
Realización de un estudio para profundizar en el conocimiento de los impactos ambientales derivados de la aplicación de distintas tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables. En primer lugar se realizará un estudio de la situación actual, teniendo en cuenta el conjunto de las energías renovables ya instaladas en España para posteriormente completar estos análisis con la evaluación de los proyectos instalados anualmente y que serán objeto del seguimiento previsto en el Informe de Sostenibilidad Ambiental del plan. Se prestará especial atención a los impactos en la Red Natura 2000 y el resto de espacios naturales protegidos.										
Resultado esperado										
Obtener información fidedigna y con suficiente grado de desagregación que permita tener un conocimiento adecuado del impacto ambiental de las distintas tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables. Los resultados obtenidos se podrán utilizar para el estudio de la capacidad de implantación de cada tecnología en el territorio desde un punto de vista ambiental, teniendo en cuenta los elementos ambientales que se hayan detectado previamente como sensibles para cada sector, entre los que se incluirá la Red Natura 2000 y el resto de espacios naturales protegidos.										
Organismo responsable	IDAE									
Organismos colaboradores	MARM, Comunidades Autónomas, Asociaciones sectoriales									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas									
Aplicación energética	General	Año de inicio	2012	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-010	Programa de ayudas públicas a proy. de innovación y demostración para aplicaciones térmicas, eléctricas, biocarburantes y comb. Renovables (línea 3)		Subvención							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En proyecto						
Descripción										
En diversos sectores renovables se contempla la necesidad de impulsar proyectos en fase de demostración tecnológica o comercial muy incipiente apoyando la inversión inicial de los mismos. La motivación fundamental de estos proyectos no es el aprovechamiento de energía eléctrica o térmica como tal, o el uso de los biocombustibles, sino la comprobación del buen funcionamiento de diseños previos, la realización de ensayos específicos frente a la incorporación de innovaciones tecnológicas e incluso la certificación de su funcionamiento, previamente a su salida comercial, así como reducir el riesgo tecnológico.										
Resultado esperado										
Realizar los primeros proyectos de calefacción de distrito mediante energías renovables, facilitar los proyectos de innovación tecnológica que demuestren la viabilidad técnico-económica de tecnologías renovables destinadas a nuevas aplicaciones, minimizar el riesgo en las fases iniciales previas a la ejecución del proyecto, favorecer el uso de fuentes de energías renovables en el sector industrial, mejorar la eficiencia y rendimiento de las instalaciones así como conseguir la reducción de costes en las generaciones eléctrica y térmica.										
Organismo responsable	IDAE, MITyC									
Organismos colaboradores	MITyC, MICIN									
Grupo al que se destina	Tecnólogos, inversores y promotores.									
Aplicación energética	General	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	15,1	24,5	33,3	42,0	51,1	51,5	44,3	31,4	20,1	313,1
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>Esta línea de subvenciones incluirá la siguiente tipología de proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Proyectos innovadores orientados a la implantación de equipos térmicos de biomasa de alto rendimiento, sistemas de gasificación de biomasa e inyección directa del gas de síntesis. Proyectos de torrefacción y producción de combustibles renovables. - Proyectos de demostración de calefacción y refrigeración centralizada "district heating" mediante renovables: geotermia, solar y biomasa. - Promoción a la innovación de usos térmicos del biogás y en la gasificación de CSR. - Proyectos basados en la producción de alcoholes a partir de materiales lignocelulósicos. - Proyectos innovadores y demostrativos en el ámbito de la refrigeración solar, en aplicaciones de solar térmica en procesos industriales de baja y media temperatura así como en desalación de agua. - Proyectos de innovación y demostración de nuevas tecnologías mediante renovables térmicas. - Generación eléctrica: Proyectos de innovación y/o demostración en las áreas de Energías del mar, Geotermia de media y alta temperatura, y sistemas geotérmicos estimulados (EGS), Eólica de pequeña potencia conectada a red y Solar termoeléctrica. 										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-011	Línea 1- Programa de ayudas públicas a la investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos		Subvención							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En proyecto						
Descripción										
Programa de apoyos públicos sujeto a acuerdos y colaboración con el MICINN, en la línea del SET PLAN y dirigido a la investigación y desarrollo tecnológico nacional de nuevos prototipos, sistemas de gestionabilidad y equipamientos específicos relacionados con energías renovables emergentes en fase no comercial.										
Resultado esperado										
Preparar la tecnología para pasar a la fase de demostración. Facilitar la viabilidad técnico-económica de proyectos españoles de I+D. Desarrollo estratégico de las empresas españolas para desarrollar un producto competitivo y garantizar la competitividad tecnológica de España a largo plazo. Reducción de costes de generación, mejorando su eficiencia y permitiendo una implantación y diversificación mayor y mejor, en la búsqueda de la plena competitividad frente a la generación con otras fuentes de energía convencionales.										
Organismo responsable	AGE									
Organismos colaboradores	IDAE, MICINN (CDTI)									
Grupo al que se destina	Tecnologías emergentes en fase de desarrollo									
Aplicación energética	General	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	18,3	19,3	20,3	19,3	18,3	16,3	23,2	24,0	20,5	179,5
Origen de los fondos		P.G.E.								
Comentarios										
<p>Esta línea de subvenciones incluiría:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo de prototipos de equipos térmicos de biomasa con el objetivo de mejorar el rendimiento, facilidad de operación y mantenimiento y reducción del nivel de emisiones. - Mejora de la productividad de biogás por tonelada alimentada e impulso de nuevas y más económicas vías de depuración del biogás. - Vías novedosas de obtención de combustibles sólidos recuperados. - Proyectos de I+D relacionados con el sector eólico marino (plataforma experimental, logística, nuevos diseños fijos y flotantes). - Proyectos de instalaciones solares térmicas para nuevas aplicaciones. - Desarrollos tecnológicos innovadores en instalaciones termoeléctricas y fotovoltaicas. - Actividades de investigación, desarrollo tecnológico e innovación de tecnologías de aprovechamiento de energías del mar e instalaciones de conexión a red. - Localización de estructuras para el desarrollo y explotación de yacimientos geotérmicos (media y alta temperatura). - Biocarburantes producidos a partir de gasificación o pirólisis de biomasa o bien producidos directamente por microorganismos a partir de CO2 y la luz del sol. 										

(*) Si procede

Código	Nombre					Tipo				
HGL-012	Línea de financiación C					Financiación (préstamo)				
Sector			Subsector			Estado				
Horizontal global			No procede			En proyecto				
Descripción										
Facilitar el desarrollo de una línea de financiación gestionada por entidades financieras específica para proyectos concretos de tecnologías maduras que no han conseguido aún, por distintos motivos, su implantación comercial.										
Resultado esperado										
Consolidar a nivel comercial tecnologías ya maduras, disminuir la percepción de riesgo económico de potenciales promotores y entidades financieras, fomentar la participación de empresas de servicios energéticos y conocer de primera mano las barreras asociadas a la promoción de proyectos de esta índole, de modo que se puedan plantear las modificaciones normativas pertinentes para superar dichas barreras.										
Organismo responsable	IDAE									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina	Sectores con tecnologías maduras con barreras de mercado que han impedido desarrollar su potencial									
Aplicación energética	General		Año de inicio	2011	Año de finalización	2020				
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	10,0	51,5	93,0	134,5	176,0	217,5	259,0	300,5	600,0	1.842,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
11,0	14,1	22,0	26,0	29,9	33,8	40,5	47,3	56,1	58,2	338,9
Origen de los fondos			MITyC, IDAE							
Comentarios										
<p>Esta línea de financiación incluiría las siguientes tipologías de proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Plantas de biogás. - Plantas de biomasa. - Plantas solares fotovoltaicas. - Plantas solares térmicas. - Geotermia. - Energías del mar. - Instalaciones eólicas de pequeña potencia (hasta 10 kW). - Creación de empresas de producción y logística de biomasa. 										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-013	Línea de financiación Tipo B (Proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores)		Financiación (préstamo)							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>Programa plurianual y multidisciplinar que engloba aquellas propuestas financieras del PER 2011-2020, dirigidas a la financiación -mediante la concesión de préstamos a la inversión- de proyectos en fase de demostración o pre-comerciales, promovidos por entidades públicas y privadas de carácter nacional, con posibilidad de participación de centros tecnológicos y de investigación. Actividades sectoriales:</p> <p>- B.1. Biogás: Plantas precomerciales de valorización del biogás. - B.2. Biomasa: Plantas de gasificación y de otras tecnologías innovadoras dirigidas tanto a la generación eléctrica a pequeña escala como a la térmica. - B.3. Residuos: Plantas de producción y valorización energética de Combustibles Sólidos Recuperados (CSR). - B.4. Energías del mar: Insts. Precomerciales generación eléctrica. - B.5. Geotermia: Insts. Precomerciales generación eléctrica. - B.6. Eólico: Aerogeneradores singulares para la realización de ensayos, previo a su salida comercial. - B.7. Solar Fotovoltaica: Insts. Precomerciales generación eléctrica. - B.8. Solar Térmica: Insts. Precomerciales demostrativas con conceptos tecnológicos innovadores. - B.9. Solar Termoeléctrica: Insts. Precomerciales demostrativas con conceptos tecnológicos innovadores. - B.10. Biocarburantes: Alcoholes producidos a partir de materiales lignocelulósicos (procesos biológicos y químicos).</p> <p>Instrumento de financiación gestionado por IDAE mediante préstamos a tipo de interés bonificado, en convocatorias anuales, con las siguientes condiciones: - Potencia máxima de los proyectos variable. - Inversión máxima financiable variable, entre el 50% y el 100% del "coste elegible". - Tipo de interés: Euribor + 0,5%. - Plazo de amortización: 5, 7 o 10 años, variable. - Período de carencia: 1-2 años.</p>										
Resultado esperado										
<p>- Aumento del conocimiento y del desarrollo tecnológico. - Mejora de la eficiencia y del rendimiento de las instalaciones. - Reducción de costes de generación. - Mejora de la competitividad internacional de la industria española. - Facilitar la viabilidad técnico-económica y el despegue comercial de tecnologías renovables destinadas a nuevas aplicaciones actualmente poco empleadas en España.</p>										
Organismo responsable	AGE									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Tecnólogos, Promotores, otros agentes y Centros Tecnológicos y de Investigación.									
Aplicación energética	General	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
9,5	20,5	25,5	38,1	43,1	51,3	56,3	58,5	63,5	72,0	438,3
Origen de los fondos		Presupuestos Generales del Estado								
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-014	Modificación del Código Técnico de la Edificación (CTE)		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En elaboración						
Descripción										
<p>Se modificará el CTE para incluir una obligatoriedad más amplia que la actual, que recoja una contribución renovable mínima para usos térmicos en los edificios de nueva construcción con previsión de demanda de agua caliente, climatización de piscina cubierta, de calefacción o de climatización, de forma que una parte de las necesidades energéticas derivadas de esas demandas se cubra mediante distintas soluciones renovables (geotermia, biomasa, solar, biogás, biolíquidos, etc). La cuantificación de la exigencia, además de tener en cuenta los parámetros económicos, podrá depender de la tipología del edificio, zona climática, etc e incluirá una contribución solar mínima destinada a cubrir los consumos de ACS y piscina que no podrá disminuirse. La actual exigencia de contribución mínima fotovoltaica se ampliará para favorecer una contribución eléctrica mínima con renovables, planteándose diversas opciones. Adicionalmente, la demanda deberá ser satisfecha en el mayor grado técnico y económicamente viable por energía procedente de fuentes renovables producida in situ o en el entorno.</p>										
Resultado esperado										
Aumento de la participación de las energías renovables en el abastecimiento del consumo de energía de los edificios.										
Organismo responsable	Ministerio de Fomento/MITyC									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Promotores inmobiliarios, arquitectos, ESEs, promotores de EERR									
Aplicación energética	General	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
Esta modificación incluirá el establecimiento de sistemas de control e inspección adecuados, especialmente para las obligaciones de contribución a la demanda de ACS y piscinas con energía solar térmica.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-015	Fomento de la implantación comercial de tecnologías innovadoras		Promoción							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>Proporcionar un marco en el que todos los sectores implicados en las energías renovables, liderados por la industria, trabajen conjunta y coordinadamente. Promover la coordinación entre los diferentes sectores implicados (empresas, centros tecnológicos, universidades, organismos públicos de investigación, etc.) para, entre otros, optimizar los recursos públicos destinados a la I+D+i energética.</p>										
Resultado esperado										
<p>Conseguir que la implantación comercial de las tecnologías innovadoras en el ámbito de las energías renovables en España disfrute de un crecimiento continuo, de forma competitiva y sostenible. Facilitando un aumento del conocimiento y del desarrollo tecnológico que permita una mejora de la eficiencia y el rendimiento de las plantas de EERR, aumentando la competitividad y la ventaja internacional de nuestras empresas y centros tecnológicos.</p>										
Organismo responsable	MICINN									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina	Sector energías renovables.									
Aplicación energética	General	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>La implantación y despliegue generalizados de las tecnologías actuales de cara a la consecución de los objetivos de la UE en 2020, así como el desarrollo y la implantación de tecnologías avanzadas en un horizonte temporal más amplio, exige un esfuerzo importante en I+D+i:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Solar fotovoltaica: desarrollo de la industria de la materia prima, de células, módulos y de componentes y sistemas fotovoltaicos. El desarrollo de la industria de semiconductores y de células es un paso clave para avanzar en el liderazgo tecnológico dentro del sector fotovoltaico mundial. Igualmente lo es el diseño y la innovación en componentes como inversores, sistemas de seguimiento (hardware y software), la integración arquitectónica que facilite la implantación de estos equipos y sistemas en edificios, y finalmente hay que incentivar la sostenibilidad de los materiales de la industria solar fotovoltaica previendo ya el fin de vida y reciclaje de sus componentes. - Solar termoeléctrica: Fomento del desarrollo de sistemas de almacenamiento más económicos y escalables. Incentivar la innovación en la eficiencia de nuevos fluidos que permitan trabajar a mayores temperaturas. Impulso del desarrollo de mejoras técnicas en el proceso de fabricación de componentes. Finalmente hay que apoyar la mejora en la explotación, operación y mantenimiento de las plantas. 										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-016	Consideración de las EERR en el desarrollo de la planificación urbanística		Planificación							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En proyecto						
Descripción										
A la hora de diseñar las infraestructuras urbanas en los nuevos desarrollos urbanísticos, se hace preciso tener en consideración las necesidades que en este sentido pueden aparecer a la hora de ubicar instalaciones de producción (eléctrica y térmica) con fuentes renovables, sobre todo en lo relativo a canalizaciones, puntos de suministro y volcado eléctrico, redes de transporte y distribución de abastecimiento de todo tipo de servicios.										
Resultado esperado										
- Disminución del tiempo de instalación. - Disminución de costes de instalación y mantenimiento.										
Organismo responsable	CCAA y administraciones locales.									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina										
Aplicación energética	Inst. cogeneración	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HGL-017	Atlas de radiación solar		Estudios							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal global		No procede		En proyecto						
Descripción										
Realización de un atlas de radiación solar para España que sirva de referencia inequívoca que incorpore bases de datos contrastadas de radiación solar global, directa y difusa. El atlas se complementará con adecuadas herramientas informáticas que permitan una ágil visualización y obtención de los datos.										
Resultado esperado										
El conocimiento detallado y contrastado de los datos de radiación global, directa y difusa será una herramienta que permitirá y facilitará la adecuada determinación del recurso disponible para cualquier localización geográfica y permitirá mejorar la experiencia operativa y comercial del sector en general y del creciente sector ligado a la venta de energía térmica en particular, eliminando parte de la incertidumbre que actualmente existe al no existir fuentes únicas de referencia.										
Organismo responsable	IDAE									
Organismos colaboradores	Agencia Estatal de Meteorología (AEMET)									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas, ESE, promotores, constructores, ingenierías, instaladores y usuarios.									
Aplicación energética	General	Año de inicio	2012	Año de finalización	2013					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Origen de los fondos										
Comentarios										
Esta propuesta afecta a todas las áreas solares, fotovoltaica, térmica y termoeléctrica, así como a cuantas aplicaciones precisen cuantificar la radiación solar disponible.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HTE-001	Sistema de Incentivos al Calor Renovable (ICAREN) para EERR térmicas		Prima/tarifa a producción renovable							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal térmica		No procede		En proyecto						
Descripción										
Desarrollo de un nuevo mecanismo de incentivos, incompatible con la percepción de otro tipo de ayudas, que impulse el desarrollo de las Empresas de Servicios Energéticos Renovables (ESE) y permita solventar las barreras financieras o de acceso a las ayudas, todavía existentes a la hora de plantear proyectos de este tipo.										
Resultado esperado										
Sistema de incentivos que promueva el desarrollo de proyectos de EERR térmicas.										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	IDAE, CNE									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas, ESEs									
Aplicación energética	Inst. consumo térmico	Año de inicio	2012	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
19,1	32,8	51,7	69,1	122,4	175,8	209,5	249,3	287,8	334,7	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	2,4	7,6	12,9	18,0	22,8	27,2	30,9	33,8	35,6	191,3
Origen de los fondos		Impuesto de Hidrocarburos o similar								
Comentarios										
Este nuevo marco retributivo específico para energías renovables podría basarse en establecer un precio máximo de referencia de la energía térmica vendida por la ESE, unido a un incentivo según la energía renovable aplicada, es decir, en aplicar una retribución adicional supeditada al suministro de energía a través de una ESE, facturado según el consumo del usuario. Las ESEs tendrían derecho a percibir el incentivo por suministrar la energía según se disponga en la normativa correspondiente. Los incentivos establecidos variarían según la fuente de energía renovable (biomasa, geotermia, solar térmica, biogas, etc.).										

(*) Si procede

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Código	Nombre		Tipo							
HTE-002	Línea 6: Sistema de ayudas a la inversión de EERR térmicas		Subvención							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal térmica		No procede		En ejecución						
Descripción										
Mantenimiento del sistema actual de ayudas a la inversión debiendo cumplirse los requisitos establecidos en las correspondientes publicaciones de cada comunidad autónoma y que tienen su base en los convenios establecidos entre el Gobierno del Estado y los Gobiernos Regionales, pero disminuyendo sus presupuestos que serán complementados con sistemas de incentivos a la producción térmica renovable no compatibles con estas ayudas.										
Resultado esperado										
Organismo responsable	MITyC/Consejerías de Industria (CCAA)									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas y usuarios finales									
Aplicación energética	Inst. consumo térmico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
26,8	40,9	63,5	84,3	188,1	299,6	355,7	429,0	485,5	558,4	17.633,6
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
21,7	19,2	21,7	19,7	15,4	13,9	14,6	16,8	17,4	20,0	180,4
Origen de los fondos		Presupuestos Generales del Estado								
Comentarios										
Las ayudas a la inversión se establecen según tipo de tecnología, área renovable y características concretas de las prestaciones de los equipos utilizados.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HTE-003	Inclusión de las EERR térmicas y las redes de calefacción y refrigeración en los sistemas de certificación energética de edificios		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal térmica		No procede		En proyecto						
Descripción										
Incorporación a los procedimientos de cálculo de certificación energética de edificios la posibilidad de evaluar y obtener la correspondiente calificación cuando los edificios son abastecidos, tanto para calefacción como para ACS o para refrigeración, a través de sistemas de energías renovables (incluyendo biomasa, geotermia y solar térmica) ya sea en aplicaciones individuales, centralizadas o redes de calefacción y refrigeración centralizadas.										
Resultado esperado										
Aunque no existen unos objetivos cuantitativos específicos para esta propuesta, el objeto de la misma consiste en motivar el cambio de comportamiento de las administraciones locales, de los urbanistas, arquitectos y promotores de vivienda, para que tomen en consideración las opciones relativas a las energías renovables dentro de sus correspondientes desarrollos urbanísticos y promociones de vivienda.										
Organismo responsable	MITyC/Ministerio de Vivienda									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas, urbanistas, arquitectos, promotores									
Aplicación energética	Inst. consumo térmico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
Se están dando los pasos legales necesarios para trasponer la obligación exigida a los propietarios por el artículo 7.1 de la Directiva 2002/91/CE de poner a disposición del posible comprador o inquilino, según corresponda, un certificado de eficiencia energética.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo								
HTE-004	Definición de un esquema financiero de proyectos a través de ESEs dentro del ámbito de las energías renovables térmicas (línea de financiación D)		Financiación (préstamo)								
Sector		Subsector		Estado							
Horizontal térmica		No procede		En elaboración							
Descripción											
Impulso de esquemas de financiación total o parcial a ESEs por entidades financieras privadas en colaboración con el IDAE. La contribución del IDAE a estos programas de financiación permitirá dar las garantías suficientes a las entidades financieras para realizar la correspondiente financiación a través de líneas específicas según área renovable térmica.											
Resultado esperado											
Oferta de productos financieros privados para ESEs que utilicen energías renovables térmicas											
Organismo responsable		Ministerio de Industria, Comercio y Turismo									
Organismos colaboradores		IDAE									
Grupo al que se destina		Inversores, entidades financieras, ESEs									
Aplicación energética		Inst. consumo térmico	Año de inicio	2009	Año de finalización		2020				
Impacto energético (ktep) (*)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Coste (M€)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)	
1,0	2,6	4,1	5,7	7,2	8,8	10,3	11,9	13,4	15,0	80,1	
Origen de los fondos		Presupuestos Generales del Estado									
Comentarios											
Se incentivará el desarrollo de ESEs en los sectores biomasa térmica, energía geotérmica y energía solar térmica en proyectos para el abastecimiento energético de edificios, redes de calefacción y otras aplicaciones térmicas y que sirvan de continuación a los programas piloto desarrollados por el IDAE (propuesta HTE-007) como el BIOMCASA, GEOTCASA, SOLCASA, GIT y otros que puedan desarrollarse en el futuro. Los costes asociados a la propuesta corresponden a las aportaciones que realizará el IDAE para garantizar los proyectos financiados.											

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HTE-005	Adaptación del Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE) a las tecnologías de energías renovables		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal térmica		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>Modificación del RITE para dar cumplimiento a las disposiciones del artículo 13 de la Directiva 2009/28 relativas a la introducción de normas en la construcción apropiadas para aumentar la cuota de todos los tipos de energías procedentes de fuentes renovables en el sector de la construcción. Las modificaciones incluirán tecnologías no consideradas específicamente en el RITE (como la geotermia, las redes de calor y frío o las redes de gas renovable) y se modificarán y ampliarán los artículos e instrucciones técnicas correspondientes a las ya incluidas como la solar térmica y la biomasa, adaptándolas a la situación tecnológica actual. Igualmente se tomarán las iniciativas necesarias para considerar infracción en materia de protección al consumidor (según determina la Ley 26/1984) el incumplimiento injustificado del alcance de la cobertura definida en las HE del CTE.</p> <p>En el caso de edificios existentes que utilicen combustibles sólidos de origen fósil y realicen reformas incluidas en el ámbito del RITE a partir del 31 de diciembre de 2012, se deberán modificar las instalaciones para sustituir dicha fuente de energía por otras energías (preferentemente renovables).</p> <p>También se establecerá un procedimiento simplificado para EERR térmicas que permita agilizar trámites para la obtención de autorizaciones administrativas.</p>										
Resultado esperado										
Aumento de la participación de las energías renovables en el abastecimiento del consumo de energía de los edificios. Mayor agilidad en la realización de los trámites para realizar el registro de instalaciones térmicas renovables en los edificios.										
Organismo responsable	MITyC, Ministerio de Fomento									
Organismos colaboradores	IDAE, Comisión Asesora del RITE									
Grupo al que se destina	Promotores de vivienda, constructores, arquitectos, instaladores de energías renovables y ESEs									
Aplicación energética	Inst. consumo térmico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>El procedimiento simplificado de autorización recogerá las características concretas de cada tecnología renovable, eliminando las barreras existentes, unificando criterios a nivel nacional y reduciendo los trámites y plazos para la obtención de autorizaciones como los sondeos geotérmicos, los requerimientos relativos al tipo de combustible de biomasa, las infraestructuras para redes de calor y frío solar etc.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HTE-006	Integración de las energías renovables en edificios públicos		Planificación							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal térmica		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>Se elaborará un plan para que, teniendo en cuenta criterios técnicos y económicos, todos los edificios existentes de la AGE y del resto de administraciones públicas incorporen una contribución mínima de energía renovable para usos térmicos. Se propondrá también establecer, mediante Acuerdo del Consejo de Ministros, objetivos específicos para la AGE coherentes con dicho plan para la AGE</p> <p>Asimismo, de acuerdo con las modificaciones propuestas del CTE, se promoverá la utilización de energías renovables en edificios públicos nuevos, a nivel nacional, regional y local de manera ejemplarizante. Se observarán las normas relativas a los edificios de energía cero, y estipulando que los tejados públicos o cuasipúblicos sean utilizados por terceros.</p>										
Resultado esperado										
Conseguir la integración de las energías renovables en edificios públicos.										
Organismo responsable	Administraciones públicas.									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina	Administraciones públicas.									
Aplicación energética	Inst. consumo térmico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
HTE-007	Programas piloto de financiación de proyectos y promoción de ESEs de energías renovables térmicas (línea de financiación F)		Financiación (préstamo)							
Sector		Subsector		Estado						
Horizontal térmica		No procede		En ejecución						
Descripción										
Impulso de programas que permitan obtener una financiación total o parcial a ESEs, previamente habilitadas por un organismo competente para poder recibir dicha financiación. Estos programas tienen un carácter piloto de forma que promueve líneas de financiación por parte de entidades financieras según lo descrito en la propuesta HTE-004										
Resultado esperado										
Oferta de productos financieros para ESEs que utilicen energías renovables térmicas y que puedan ser asumidos por entidades financieras privadas.										
Organismo responsable	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Inversores, entidades financieras, ESEs									
Aplicación energética	Inst. consumo térmico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2014					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
16,0	20,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	46,0
Origen de los fondos		PGE								
Comentarios										
Estos programas incluyen los existentes en ejecución BIOMCASA, GEOTCASA, SOLCASA, el programa GIT aprobado y otros programas de características similares que puedan dedicarse a aplicaciones de interés no recogidas anteriormente. Se prevé que los programas existentes agoten su presupuesto de forma gradual. El programa BIOMCASA agotará sus fondos al inicio de 2011 y los programas GEOTCASA y SOLCASA a finales de 2012. Podrán plantearse ampliaciones de presupuesto para estos programas si fuera necesario.										

(*) Si procede

Código	Nombre					Tipo				
SBC-001	Diseño e implantación de un esquema de control de la sostenibilidad para los biocarburantes y biolíquidos					Normativa				
Sector			Subsector			Estado				
Sectorial biocarburante			No procede			En proyecto				
Descripción										
Diseño e implantación de un sistema de control de la sostenibilidad en toda la cadena de valor de los biocarburantes y biolíquidos comercializados en España, de acuerdo con los requisitos de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril. Elaboración periódica de guías, modelos y otra documentación necesaria para mantener actualizado el sistema de sostenibilidad de biocarburantes y biolíquidos.										
Resultado esperado										
Con la implantación de este sistema se pretende avanzar en el control de la sostenibilidad de los biocarburantes y los biolíquidos producidos y consumidos en España, de acuerdo con los requisitos de la normativa europea.										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Toda la cadena de valor de los biocarburantes y biomasa									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>La Directiva 2009/28/CE define criterios de sostenibilidad para los biocarburantes y biolíquidos, relativos a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, tierras de elevado valor en cuanto a biodiversidad y tierras con elevadas reservas de carbono. El establecimiento de un sistema nacional que permita verificar la sostenibilidad es de suma importancia para el sector ya que únicamente los biocarburantes y biolíquidos que cumplan los criterios de sostenibilidad establecidos se podrán tener en cuenta para fines tan relevantes como los siguientes:</p> <p>a) Evaluar el cumplimiento de los requisitos en relación con los objetivos nacionales de biocarburantes, a los efectos establecidos en el mecanismo de fomento de biocarburantes a los que se refiere la disposición adicional decimosexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y su normativa de desarrollo.</p> <p>B) Evaluar el cumplimiento de las obligaciones de utilizar energías renovables establecidas en la normativa nacional y/o comunitaria.</p> <p>C) Determinar la posibilidad de optar a las ayudas financieras al consumo de biocarburantes y biolíquidos.</p> <p>D) Evaluar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida de los biocarburantes utilizados en el transporte.</p> <p>E) Determinar la posibilidad de beneficiarse de ayudas a las inversiones y/o ayudas de funcionamiento de conformidad con las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales a favor del medio ambiente.</p> <p>F) Aplicar las disposiciones relativas a los vehículos que funcionan con combustibles alternativos del artículo 6 del Reglamento (CE) N° 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de los turismos nuevos como parte del enfoque integrado de la Comunidad para reducir las emisiones de CO2 de los vehículos ligeros.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo								
SBC-002	Desarrollo de un mecanismo de seguimiento del mercado de grasas residuales		Información/formación								
Sector		Subsector		Estado							
Sectorial biocarburante		No procede		En proyecto							
Descripción											
Desarrollo de un mecanismo destinado a intensificar el control sobre las empresas generadoras de grasas residuales para poder obtener un inventario fiable y actualizado de las mismas que permita realizar un seguimiento completo y preciso de este mercado.											
Resultado esperado											
Con esta propuesta se pretende dotar de mayor formalidad y transparencia al mercado de grasas de origen residual, lo que permitirá un mayor aprovechamiento de las mismas para la fabricación de biocarburantes con el consiguiente incremento de la presencia de materia prima nacional en este sector.											
Organismo responsable	MARM										
Organismos colaboradores											
Grupo al que se destina	Industrias generadoras de residuos grasos										
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2012	Año de finalización	2012						
Impacto energético (ktep) (*)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Coste (M€)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Origen de los fondos											
Comentarios											

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBC-003	Realización de un estudio a escala nacional de evaluación de las emisiones de N2O ligadas al cultivo, y su influencia en los balances de GEI.		Estudios							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biocarburante		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>Realización de un estudio a escala nacional que permita:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Obtener una base sólida de datos de emisiones de gases de efecto invernadero (CO2, CH4 y N2O) de los cultivos más representativos en distintas comarcas agrícolas españolas, relacionándolo con las prácticas de cultivo, en especial con la fertilización. 2. Modelización de datos a escala de parcela utilizando modelos matemáticos o estadísticos para estimar los flujos de CO2, CH4 y N2O y potencial almacenaje de C en el suelo en dichos cultivos. Comparación de resultados de DNDC con otros métodos de estimación de GEI. 3. Modelizar a escala comarcal utilizando modelos matemáticos o estadísticos (DNDC, Stephest Bowman, etc.). 										
Resultado esperado										
El estudio debe servir para conocer los datos de emisiones especificados en los objetivos del mismo. Esta información será de utilidad para poder promover estrategias que aumenten la eficacia del N en estos cultivos (por ejemplo, evitar la sobrefertilización o ajustar el N a la demanda del cultivo). De esta manera se fomentará el uso de la materia prima de origen nacional para la fabricación de biocarburantes.										
Organismo responsable	IDAE									
Organismos colaboradores	MARM y Ciemat									
Grupo al que se destina	Todos los agentes del sector de los biocarburantes, en especial los ligados al sector agrícola.									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2011	Año de finalización	2015					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,1	0,3	0,3	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>En España apenas hay estudios en los que se hayan evaluado emisiones en cultivos agrícolas. La variabilidad climática de la Península hace que las emisiones sean muy diferentes de unas regiones a otras. En otros países del ámbito mediterráneo son también escasos los datos sobre emisiones, por lo que los modelos que se utilizan para estas áreas infieren los datos de otras zonas climáticas, siendo el grado de confianza muy bajo. En cultivos con fines energéticos prácticamente no hay bases de datos en España, y tampoco en países de clima mediterráneo. Según varios estudios el N2O es el gas que más contribuye al cómputo de GEI en cultivos energéticos y también es el gas menos cuantificado a escala regional. Parte de la controversia creada con la emisión por parte de estos cultivos se debe a la incertidumbre provocada por las emisiones de N2O indirectas (producidas en lugares diferentes al de cultivo), que están asociadas a la volatilización de amoníaco, lavado de nitrato y N eliminado por escorrentía. Las emisiones indirectas no son adecuadamente calculadas mediante la metodología de la IPCC.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBC-004	Elaboración e implantación de un sistema de aseguramiento de la calidad de los biocarburantes		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biocarburante		No procede		En proyecto						
Descripción										
Diseño e implantación de un sistema AENOR de control de calidad en los procesos de producción de biocarburantes. Realizar todas las actuaciones necesarias para la implantación y la difusión pública del mismo.										
Resultado esperado										
Asegurar el control de calidad en los procesos de producción de biocarburantes, incrementando así la confianza en el uso de biocarburantes por parte de todos los agentes del sector.										
Organismo responsable	IDAE									
Organismos colaboradores	MITyC									
Grupo al que se destina	Sector biocarburantes									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2011	Año de finalización	2014					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
El cumplimiento de los objetivos de consumo de biocarburantes establecidos en el PANER con el fin de alcanzar el 10% de energía renovable en el transporte en el año 2020 y, a más corto plazo, de los objetivos obligatorios fijados para los años 2011, 2012 y 2013 en el RD 459/2011 requiere, entre otros aspectos fundamentales, el aseguramiento de la calidad de los biocarburantes suministrados de acuerdo con la normativa vigente. En particular, en el sector del biodiésel se considera de vital importancia garantizar la calidad del producto que se fabrica o importa, de cara a incrementar la confianza de todos los agentes del mercado y, en especial, de los consumidores.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBC-005	Desarrollo de especificaciones técnicas para mezclas etiquetadas de biocarburantes		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biocarburante		No procede		En proyecto						
Descripción										
Desarrollo de especificaciones técnicas para determinadas mezclas etiquetadas de biocarburantes. La mezcla de biodiésel y gasóleo considerada es la denominada B30, que contiene un 30% (en volumen) de biodiésel. La mezcla de bioetanol y gasolina considerada es la denominada E85, que contiene un 85% (en volumen) de bioetanol. Una vez desarrolladas las especificaciones se procederá a su incorporación inmediata a la normativa española de calidad de carburantes.										
Resultado esperado										
Dentro de los objetivos generales de incremento de la demanda de biocarburantes, esta propuesta debe contribuir al desarrollo del segmento de consumo que utilice mezclas altas de biocarburantes.										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina	Sector de hidrocarburos									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
En la actualidad el número de presentaciones comerciales de las mezclas etiquetadas en las estaciones de servicio españolas es muy elevado, lo que genera en el consumidor final cierta desconfianza hacia la calidad real del producto. Urge, pues, disponer de un número reducido de presentaciones comerciales para este tipo de mezclas. Se considera conveniente en este momento definir una única presentación por carburante fósil de referencia (el B30 para la mezcla de biodiésel con gasóleo y el E85 para la mezcla de etanol con gasolina).										

(*) Si procede

Código	Nombre					Tipo				
SBC-006	Desarrollo armónico del mercado español de los biocarburantes					Normativa				
Sector			Subsector			Estado				
Sectorial biocarburante			No procede			En proyecto				
Descripción										
Realización de un análisis comparativo en los principales mercados europeos del impacto del comercio internacional en los mismos.										
Resultado esperado										
En función de los resultados de dicho análisis, se pretende desarrollar un mecanismo que permita al mercado español un desarrollo armónico de las variables de la capacidad de producción, producción y consumo de biocarburantes. Con ello se contribuye a acrecentar la independencia energética y a incrementar la seguridad de suministro.										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina	Sector de hidrocarburos									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2011	Año de finalización	2011					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
1.397,0	1.685,0	1.801,0	1.930,0	1.975,0	2.118,0	2.188,0	2.258,0	2.328,0	2.482,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre					Tipo				
SBC-007	Unificación de los listados de productos considerados como biocarburantes en las diferentes normativas que afectan al sector					Normativa				
Sector			Subsector			Estado				
Sectorial biocarburante			No procede			En proyecto				
Descripción										
Unificación de los listados de productos considerados como biocarburantes en las diferentes normativas que afectan al sector. En particular, en la legislación de impuestos especiales se asumirá el listado de biocarburantes existente en la Orden ITC/2877/2008.										
Resultado esperado										
Con esta propuesta se pretende evitar los problemas administrativos que pudieran surgir como consecuencia de la actual existencia de listados diferentes de biocarburantes en distintos instrumentos jurídicos de aplicación en el sector.										
Organismo responsable	MEH									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina	Sector de hidrocarburos.									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2011	Año de finalización	2011					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
La evolución de las normativas europea y nacional, así como los avances tecnológicos y el desarrollo de los mercados de biocarburantes han dado lugar a la consideración como biocarburantes de nuevos productos, lo que obliga a la actualización de las definiciones y los listados incluidos en la legislación vigente. En particular, la Ley 38/1992, de Impuestos Especiales, debe ser modificada para que recoja la diversidad de productos existentes en el momento actual. La redacción vigente de dicha ley contempla sólo tres tipos de biocarburantes: biodiésel, bioetanol y biometanol. La Orden ITC/2877/2008 incluye un anexo en el que, además de estos tres, se consideran biocarburantes a los efectos del cumplimiento de la obligación de consumo los siguientes: bioMTBE, bioETBE, aceite vegetal, bioDME y biohidrógeno.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBC-008	Creación de un Programa Nacional de Desarrollo Tecnológico en Biocarburantes		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biocarburante		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>Impulsar la creación de un Programa de Desarrollo Tecnológico que aborde el conjunto de la cadena de valor de los biocarburantes, prestando especial atención a los siguientes aspectos: 1) Mejoras en la eficiencia de los procesos, 2) Transformación de materias primas no alimentarias, 3) Incorporación de los biocarburantes en el sector de la aviación y 4) Integración de la producción de biocarburantes en biorrefinerías. La creación de este programa se llevará a cabo mediante la coordinación entre los diferentes sectores implicados, desde las empresas privadas hasta los organismos públicos de investigación, administración, etc. Para detectar líneas de actuación y optimizar los recursos destinados a dichas actividades.</p>										
Resultado esperado										
<p>Diversificar la oferta de biocarburantes, tanto los producidos mediante procesos convencionales como los de nueva generación, mediante la innovación tecnológica y la cooperación de todos los agentes implicados en el sector.</p>										
Organismo responsable	MICINN									
Organismos colaboradores	IDAE y MITyC									
Grupo al que se destina	Sector Biocarburantes									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2012	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre					Tipo				
SBC-009	Establecimiento de una obligación de comercialización de mezclas etiquetadas de biocarburantes en estaciones de servicio					Normativa				
Sector			Subsector			Estado				
Sectorial biocarburante			No procede			En proyecto				
Descripción										
Establecimiento de una obligación progresiva de comercialización de mezclas etiquetadas de biocarburantes en las estaciones de servicio. La implantación de la obligación se realizará de forma gradual (en tres fases), comenzando por las estaciones de servicio que comercialicen mayores volúmenes de carburantes.										
Resultado esperado										
Esta propuesta pretende contribuir al aumento de la demanda de biocarburantes y al fomento de la confianza entre los agentes del sector en lo relativo al uso de mezclas etiquetadas.										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Estaciones de servicio.									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2012	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
Uno de los factores que frenan la generalización del consumo de mezclas etiquetadas de biocarburantes es el círculo vicioso existente en el ámbito de la distribución: los potenciales consumidores no encuentran estos productos disponibles en las estaciones de servicio y, por tanto, no crece la demanda de los mismos; esta escasez de demanda es argumentada por los distribuidores para no ofrecer las mezclas en las estaciones de servicio. Este bloqueo en el desarrollo de la demanda es particularmente notable en el caso del bioetanol ya que apenas una veintena de estaciones de servicio en toda España suministran E85.										

(*) Si procede

Código	Nombre					Tipo				
SBC-010	Establecimiento de una obligación de proporcionar información sobre las mezclas de biocarburantes garantizadas en vehículos nuevos					Normativa				
Sector			Subsector			Estado				
Sectorial biocarburante			No procede			En proyecto				
Descripción										
Establecimiento de una obligación para que los fabricantes e importadores de vehículos informen sobre el grado máximo garantizado de mezcla de biocarburante que aquéllos admiten. Desarrollo de mecanismos adecuados para la publicación de esa información con el fin de facilitar su conocimiento por parte de los consumidores.										
Resultado esperado										
Esta propuesta está orientada a fomentar la demanda de biocarburantes. En la actualidad, la ausencia de esta información impide que se extienda entre los consumidores la confianza en estos productos.										
Organismo responsable		MITyC								
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina		Automoción.								
Aplicación energética		Consumo biocarburantes	Año de inicio	2012	Año de finalización	2012				
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>Por un lado, la obligación para que los fabricantes faciliten la información sobre las mezclas etiquetadas que consideran compatibles con la mecánica de sus vehículos, es un elemento clave para que los usuarios tengan una certeza total acerca del grado máximo de biocarburante que pueden utilizar, contribuyendo al aumento de la demanda de estos productos por parte de los consumidores. Por otro lado, la publicación y difusión de esta información permitirá, sobre una base comparable, favorecer las decisiones de compra de vehículos que admitan mayores porcentajes de biocarburantes y que, por tanto, presentan beneficios adicionales, por ejemplo, en la contribución a la reducción de emisiones de CO₂. La implantación de esta obligación se llevará a cabo mediante una ampliación de la información ya facilitada en este mismo sentido, de acuerdo con el RD 837/2002 por el que se regula la información relativa al consumo de combustible y a las emisiones de CO₂ de los turismos nuevos que se pongan a la venta o se ofrezcan en arrendamiento financiero en territorio español.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre					Tipo				
SBC-011	Adquisición por las administraciones de vehículos garantizados para el uso de mezclas etiquetadas de biocarburantes					Promoción				
Sector			Subsector			Estado				
Sectorial biocarburante			No procede			En proyecto				
Descripción										
Restringir la adquisición por las administraciones públicas de nuevos vehículos a aquellos cuyos fabricantes garanticen el uso de mezclas etiquetadas de biocarburantes.										
Resultado esperado										
Esta propuesta constituye una acción ejemplarizante por parte de la administración con el fin de promover el aumento de la confianza de los consumidores finales en los biocarburantes e incrementar la demanda de estos productos.										
Organismo responsable	MEH									
Organismos colaboradores	CCAA									
Grupo al que se destina	Automoción									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2012	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Código	Nombre					Tipo				
SBC-012	Aumento de la utilización de biocarburantes en las Fuerzas Armadas					Promoción				
Sector			Subsector			Estado				
Sectorial biocarburante			No procede			En proyecto				
Descripción										
Elaboración de un programa de actuación para incrementar la presencia de los biocarburantes en el consumo energético ligado a las actividades de la Defensa Nacional.										
Resultado esperado										
Con esta propuesta se pretende aumentar la demanda de biocarburantes e incrementar la seguridad e independencia energética en las Fuerzas Armadas.										
Organismo responsable	MDE									
Organismos colaboradores	MITyC									
Grupo al que se destina	Fuerzas Armadas.									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
Se considera importante la actuación ejemplarizante de las administraciones públicas para fomentar el uso de biocarburantes en la sociedad. Mediante actuaciones que incrementen el uso de biocarburantes en los vehículos de transporte de las Fuerzas Armadas, tanto terrestres como aéreos. Con ello, también se aumentará la seguridad de abastecimiento y la independencia energética.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBC-013	Definición explícita de los requisitos a cumplir por los establecimientos autorizados a realizar mezclas de biocarburantes		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biocarburante		No procede		En proyecto						
Descripción										
Modificación del Reglamento de Impuestos Especiales con el fin de detallar de forma explícita los requisitos que deben cumplir los establecimientos e instalaciones en los que se autoriza la realización de mezclas de biocarburantes.										
Resultado esperado										
Esta propuesta está destinada a incrementar la confianza en el uso de los biocarburantes por parte de todos los agentes involucrados en su cadena de valor, garantizando que las mezclas de biocarburantes tienen la calidad requerida mediante la limitación de estas operaciones a los establecimientos que cuentan con los procedimientos necesarios para efectuarlas con los controles y la seguridad necesarios.										
Organismo responsable	MEH									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina	Sector de hidrocarburos									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2012	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBC-014	Establecimiento de una obligación de uso de biocarburantes para concesiones de líneas de transporte		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biocarburante		No procede		En proyecto						
Descripción										
Establecimiento de la obligación de introducir en los pliegos de condiciones de los concursos para otorgar concesiones de líneas de transporte por carretera la necesidad de que la empresa concesionaria realice un consumo de biocarburantes igual o superior a una cantidad determinada. Como criterio adicional para otorgar la concesión se valorará asimismo que los vehículos estén garantizados para el uso de mezclas etiquetadas.										
Resultado esperado										
El objetivo de esta propuesta es contribuir al aumento de la demanda de biocarburantes.										
Organismo responsable	AGE y CCAA									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina	Automoción y transporte de viajeros por carretera									
Aplicación energética	Consumo biocarburantes	Año de inicio	2012	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBG-001	Ayuda pública a la inversión a instalaciones de biogás agroindustrial que reconozcan las emisiones GEI evitadas (línea nº 7)		Subvención							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biogás		Digestor		En proyecto						
Descripción										
La digestión anaerobia de residuos ganaderos, además de contribuir a generar biogás, reduce de forma significativa las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). De hecho, estudios recientes han identificado al biogás agroindustrial como una de las vías más efectivas para reducir emisiones GEI en sectores difusos. Se propone, en línea con la Ley 13/2010, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, garantizar la percepción de una retribución económica a las instalaciones de biogás agroindustrial que recompense las t de CO2_eq evitadas.										
Resultado esperado										
Contribuir a la consecución de los objetivos de biogás agroindustrial establecidos en el PER y a los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, mediante el reconocimiento económico del impacto positivo en las emisiones GEI de las plantas de biogás agroindustrial, reconociendo de forma diferenciada aquellas plantas de biogás agroindustrial (< 250 kW) que se adecuan al tamaño de una parte importante de las explotaciones ganaderas españolas.										
Organismo responsable	MARM									
Organismos colaboradores	IDAE, MITyC									
Grupo al que se destina	Sector del biogás y ganadero									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10.000,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	5,2	5,5	7,7	11,9	17,0	23,5	32,5	44,9	62,4	210,6
Origen de los fondos		PGE								
Comentarios										
Los costes estimados son para plantas puestas en marcha entre 2012 y 2020.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo								
SBG-002	Fomento del uso de digestatos de calidad en las prácticas de fertilización		Normativa								
Sector		Subsector		Estado							
Sectorial biogás		Digestor		En proyecto							
Descripción											
Fomentar la introducción del uso de digestatos de calidad en las prácticas de fertilización agrícola. Posible consideración de la aplicación del criterio de fin de condición de residuos para determinados digestatos.											
Resultado esperado											
Eliminar una barrera que condiciona seriamente la viabilidad de las plantas de biogás agroindustrial.											
Organismo responsable		MARM									
Organismos colaboradores		IDAE, CCAA									
Grupo al que se destina		Sector biogás y ganadero									
Aplicación energética		Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Coste (M€)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Origen de los fondos											
Comentarios											
Los digestatos son un flujo de salida de las plantas de biogás y que en el caso de las instalaciones centralizadas se generan en cantidades suficientemente importantes. Dado que es necesario garantizar su correcta gestión, es necesario tener en cuenta este aspecto en el estudio de viabilidad de estas plantas. En el seno del proyecto singular estratégico PROBIOGAS, un subgrupo de trabajo se ha dedicado de forma exclusiva a los digestatos.											

(*) Si procede

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Código	Nombre		Tipo							
SBG-003	Impulso de la formación en biogás del personal de las administraciones públicas		Información/formación							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biogás		Digestor		En proyecto						
Descripción										
Cursos de formación a personal de las administraciones públicas involucrado en los procesos de autorización de plantas de biogás agroindustrial.										
Resultado esperado										
Reducir los tiempos de concesión de permisos a plantas de biogás agroindustrial.										
Organismo responsable	CCAA, ayuntamientos									
Organismos colaboradores	MITYC, IDAE, MARM									
Grupo al que se destina	Personal de administraciones públicas									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBG-004	Fomento de la creación de entidades de gestión de digestatos		Información/formación							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biogás		No procede		En proyecto						
Descripción										
Fomentar la creación de empresas dedicadas a la gestión y aplicación de los digestatos producidos.										
Resultado esperado										
Facilitar la gestión como fertilizante de los digestatos generados en las plantas de biogás agroindustrial.										
Organismo responsable	MARM									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Sector biogás									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2012	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBG-005	Crear una comisión técnica para el desarrollo de políticas relacionadas con el biogás		Planificación							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biogás		No procede		En proyecto						
Descripción										
Las repercusiones que el desarrollo del sector del biogás pueden tener en las políticas energética, ganadera, agrícola, de desarrollo del medio rural y de cambio climático, hace deseable una cooperación continuada entre todas las administraciones públicas involucradas. En este sentido, la creación de una comisión técnica que involucre a MITYC y MARM, liderada desde una visión multifuncional, podría suponer un catalizador para el desarrollo del sector. Entre otros, esta comisión tendría entre sus cometidos el diseño de propuestas sobre cuantía de las subvenciones complementarias a la tarifa eléctrica en base a las tecnologías utilizadas y las reducciones de emisiones de los diferentes co-sustratos utilizados.										
Resultado esperado										
Optimizar los esfuerzos que se están realizando desde distintos ámbitos de la AGE para promover el desarrollo del sector del biogás.										
Organismo responsable	MARM, MITYC									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Sector biogás									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBG-006	Creación del marco legal que permita la inyección de biometano en las redes de gas natural		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biogás		No procede		En proyecto						
Descripción										
Es necesario recoger de forma explícita en un acto legislativo con rango de ley la posibilidad de inyectar biometano en red y establecer la responsabilidad sobre los costes de inyección. Además, será necesario estudiar y analizar la creación de un marco económico que incentive aplicaciones no eléctricas para el biogás y garantizar que todo el biometano inyectado es adquirido por el sistema.										
Resultado esperado										
La inyección de biometano en las redes de gas permitirá aumentar la casuística de proyectos de biogás realizables, facilitando así la consecución de los objetivos fijados (especialmente los térmicos).										
Organismo responsable	MITYC									
Organismos colaboradores	IDAE, CNE, ENAGAS									
Grupo al que se destina	Sector biogás									
Aplicación energética	Inst. consumo térmico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2015					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Código	Nombre		Tipo							
SBM-001	Análisis de instrumentos de fomento de los cultivos energéticos forestales		Estudios							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biomasa		Forestal		En proyecto						
Descripción										
Análisis de la legislación necesaria y de los instrumentos de fomento necesarios para el desarrollo de cultivos forestales con fines energéticos. Estudio de la implantación de un Plan de Introducción de cultivos energéticos forestales basado en criterios económicos, energéticos, medioambientales y sociales.										
Resultado esperado										
Estos instrumentos permitirán el fomento de la producción de biomasa procedente de masas forestales de nueva implantación en terrenos actualmente no productivos o con escasa rentabilidad. Se plantea como objetivo la movilización de 1.000.000 t/año de biomasa forestal										
Organismo responsable	Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino/Consejerías de Medio Ambiente (CCAA)									
Organismos colaboradores	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio/IDAE									
Grupo al que se destina	Administración Pública y propietarios forestales									
Aplicación energética	Prod. combustible renovable	Año de inicio		Año de finalización						
				2018						
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>Coste medio de introducción de cultivos energéticos forestales: 1.500 €/ha. Superficie para introducción de cultivos energéticos forestales estimada: 200.000 ha. Coste total de la actuación: 300 M€. Duración de la ejecución del programa: 6 años. Total presupuesto medio anual: 50 M€/año.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre				Tipo					
SBM-002	Análisis del marco económico para el aprovechamiento de biomasa de masas forestales existentes y restos agrícolas para uso energético				Estudios					
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biomasa		No procede		En proyecto						
Descripción										
Se pretende analizar el esfuerzo económico necesario entre los agentes públicos que se benefician del uso de biomasa y solventar las barreras ligadas a su suministro en cantidad, calidad y precio adecuados, especialmente en centrales de generación eléctrica. Se estudiará el desarrollo de programas temporales de ayudas a la producción de biomasa con fin energético, tanto en el ámbito forestal (aprovechamiento de restos forestales y árbol completo) como en el agrícola (aprovechamiento de restos agrícolas).										
Resultado esperado										
Análisis de sistemas de apoyo a la producción que permitan movilizar aproximadamente 3.000.000 t/año de biomasa procedente de restos de operaciones forestales y el aprovechamiento del árbol completo de masas forestales existentes y de restos de cultivos agrícolas.										
Organismo responsable	Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino/Consejerías de Medio Ambiente (CCAA)									
Organismos colaboradores	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, IDAE									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas, propietarios forestales y agricultores									
Aplicación energética	Prod. combustible renovable	Año de inicio	2012	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	100,0	165,2	230,5	295,7	361,0	426,2	491,5	556,7	622,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos		Presupuestos Generales del Estado								
Comentarios										
Los costes derivados del aprovechamiento de biomasa de masas forsteles existentes y de restos de cultivos agrícolas son atribuibles no sólo a su uso energético sino que implican otros beneficios meidoambientales y sociales que implican la integración de distintos objetivos y administraciones. Intensidad de la ayuda: 10 €/t producida para su uso en centrales de generación eléctrica.										

(*) Si procede

Código	Nombre					Tipo				
SBM-003	Análisis del marco económico para el aprovechamiento de biomasa procedente de masas forestales a implantar, o cultivos, con fines energéticos					Estudios				
Sector			Subsector			Estado				
Sectorial biomasa			No procede			En proyecto				
Descripción										
Se pretende analizar el esfuerzo económico entre los agentes públicos que se benefician del uso de biomasa y solventar las barreras ligadas a su suministro en cantidad, calidad y precio adecuados, especialmente en centrales de generación eléctrica. Se estudiará el desarrollo de programas temporales de ayudas a la producción de biomasa con fin energético, tanto en el ámbito forestal (masas forestales a implantar) como en el agrícola (cultivos energéticos).										
Resultado esperado										
Estos instrumentos permitirán el fomento de la producción de aproximadamente 1.600.000 t/año de biomasa procedente de masas forestales y cultivos agrícolas con fines energéticos										
Organismo responsable		Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino/Consejerías de Medio Ambiente (CCAA)								
Organismos colaboradores		Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, IDAE								
Grupo al que se destina		Administraciones públicas, propietarios forestales y agricultores								
Aplicación energética		Prod. combustible renovable	Año de inicio		2012	Año de finalización		2020		
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	6,0	47,1	88,3	129,4	170,5	211,6	252,8	293,9	335,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos		Presupuesto Generales del Estado								
Comentarios										
Dado que la implantación de cultivos energéticos constituye una de las bases para la movilización de biomasa con su consiguiente mejora ambiental y económica, la incentivación de su producción y uso desde el ámbito forestal, agrícola y del desarrollo rural ayudará a paliar esta barrera. Intensidad de la ayuda: 10 €/t producida para su uso en centrales de generación eléctrica.										

(*) Si procede

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Código	Nombre					Tipo				
SBM-004	Redefinición de la Comisión Interministerial de la Biomasa					Planificación				
Sector			Subsector			Estado				
Sectorial biomasa			No procede			En proyecto				
Descripción										
Redefinición e impulso de la Comisión Interministerial de la Biomasa, liderada desde una visión multifuncional de la actividad y que permita complementar equilibradamente los esfuerzos desde la AGE. Establecimiento de mecanismos de coordinación con las CCAA.										
Resultado esperado										
Coordinación de las propuestas para el fomento de la biomasa a nivel nacional y regional.										
Organismo responsable	Comisión Interministerial de la Biomasa, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio									
Organismos colaboradores	Resto de Ministerios, IDAE									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas regionales y nacionales									
Aplicación energética	Prod. combustible renovable	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Código	Nombre				Tipo					
SBM-005	Desarrollo de la regulación y normalización de los combustibles de biomasa				Normativa					
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biomasa		No procede		En ejecución						
Descripción										
Elaboración de los reglamentos y normas necesarios para la normalización de los distintos tipos de biomasa para usos domésticos.										
Resultado esperado										
Mejora de la calidad de la biomasa y desarrollo de procedimientos para su control.										
Organismo responsable	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio/AENOR									
Organismos colaboradores	CCAA									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas, AENOR, empresas y asociaciones sectoriales									
Aplicación energética	Inst. consumo térmico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
Esta propuesta viene realizándose desde el año 2000.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBM-006	Análisis de acciones de optimización técnico-económicas del transporte de biomasa, en colaboración con las CCAA y la administración local		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biomasa		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>Con el fin de abaratar los costes de la biomasa, posibilitando la viabilidad de la misma y que se pueda llevar a cabo esta nueva actividad por alcanzar el umbral de rentabilidad, se elaborará un estudio de actuaciones que permitan el transporte de biomasa de forma más eficaz incidiendo en mejoras de la red viaria y en la normativa asociada a las mismas, así como en los sistemas y métodos de transporte. De esta forma se alcanzará el nivel necesario de productividad y eficacia en el transporte y se trabajará de forma competitiva, en igualdad de condiciones que los países de la UE.</p>										
Resultado esperado										
<p>Como consecuencia del abaratamiento del transporte, se contribuirá a desbloquear el desarrollo del mercado interior de biomasa al desvincular el lugar de la generación del de consumo, favoreciendo así las actividades de oferta y la confianza de la demanda.</p>										
Organismo responsable	Ministerio de la Presidencia/Ministerio de Industria, Turismo y Comercio									
Organismos colaboradores	MARM, Ministerio del Interior, CCAA, administración local									
Grupo al que se destina	Empresas logísticas, empresas consumidoras de biomasa									
Aplicación energética	Prod. combustible renovable	Año de inicio	2013	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<p>Otras ventajas de esta propuesta son el ahorro energético, el ahorro de emisiones de CO2, la reducción de la contaminación, la disminución del tráfico, etc. Se podrían habilitar fórmulas normativas de acompañamiento a fin de minimizar el impacto social comparativo en relación al posible efecto de empleo creado por esta nueva actividad sin esta propuesta (en itinerarios largos 2 conductores que se turnen, etc.)</p>										

(*) Si procede

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Código	Nombre		Tipo								
SBM-007	Establecer planes plurianuales de aprovechamientos forestales o agrícolas con uso energético		Normativa								
Sector		Subsector		Estado							
Sectorial biomasa		No procede		En proyecto							
Descripción											
Desarrollo de la legislación necesaria para la inclusión del aprovechamiento de la biomasa dentro de planes plurianuales forestales o agrícolas con uso energético de productos, subproductos o restos. Divulgación entre las CCAA.											
Resultado esperado											
Fomento de la producción de biomasa procedente de restos forestales o agrícolas, árboles completos y cultivos energéticos de los terrenos forestales y agrícolas actualmente no productivos o con escasa rentabilidad. Objetivo: movilización de 3.000.000 t/año de biomasa agroforestal.											
Organismo responsable	Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino/Consejerías de Medioambiente y Agricultura										
Organismos colaboradores	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio										
Grupo al que se destina	Administraciones públicas, propietarios forestales y agricultores										
Aplicación energética	Prod. combustible renovable	Año de inicio	2011	Año de finalización	2014						
Impacto energético (ktep) (*)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)	
0,0	0,0	0,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	0,0	
Coste (M€)											
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Origen de los fondos		Presupuestos Generales del Estado									
Comentarios											
Superficie estimada sujeta a planificación: 650.000 ha.											

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBM-008	Formación en biomasa para empleados públicos		Información/formación							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biomasa		No procede		En proyecto						
Descripción										
Impulso de la formación en biomasa del personal de las distintas administraciones públicas. Al igual que se ha realizado para el fomento de los sistemas de ahorro y eficiencia energética se plantea la impartición de cursos dirigidos a este sector que doten de la información necesaria a los distintos técnicos y decisores de las administraciones general, regional y local. Su formato podría ser similar al diseñado para los cursos de ahorro y eficiencia energética.										
Resultado esperado										
Promoción del uso de biomasa en instalaciones públicas. Agilización de los trámites para concesión de permisos de instalaciones de biomasa.										
Organismo responsable	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio									
Organismos colaboradores	IDAE, CCAA, resto de ministerios									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas locales, regionales y nacionales									
Aplicación energética	Inst. consumo térmico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
Una de las causas que impiden la implantación de la biomasa y su desarrollo es el desconocimiento de esta fuente energética y sus aplicaciones por parte de los técnicos y decisores de las distintas administraciones.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBM-009	Seguimiento de los mercados de biomasa a nivel internacional		Estudios							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biomasa		No procede		En proyecto						
Descripción										
Seguimiento de los mercados de biomasa a nivel internacional en coordinación con todos los agentes del sector. Desarrollo de una comisión intersectorial de seguimiento de los mercados internacionales que permita detectar y reaccionar frente a los cambios en la oferta y la demanda de biomasa a través de mecanismos de mercado.										
Resultado esperado										
Desarrollo de un sistema de vigilancia, control y reacción frente a las fluctuaciones de los mercados internacionales de biomasa.										
Organismo responsable	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio									
Organismos colaboradores	Otros ministerios involucrados, CCAA, IDAE									
Grupo al que se destina	Todos los agentes del sector									
Aplicación energética	Prod. combustible renovable	Año de inicio	2012	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5
Origen de los fondos										
Comentarios										
Al no existir un mercado armonizado de la biomasa, especialmente grave en el caso de la Unión Europea, se hace necesario un seguimiento coordinado de todos los agentes del sector que permitan actuar ante las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, fomentando el uso nacional de la biomasa a través de los mecanismos de mercado flexibles y ágiles.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SBM-010	Establecimiento de un sistema de certificación de biomasa según lo establecido en el RD 661/2007		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial biomasa		No procede		En elaboración						
Descripción										
El RD 661/2007 estableció la necesidad de realizar un sistema de certificación de biomasa para realizar un correcto seguimiento de la materia prima de las instalaciones de biomasa y su liquidación. Este sistema estará completado con las actividades que está realizando el Comité Forestal para armonizar los certificados de biomasa en las distintas comunidades autónomas,										
Resultado esperado										
Establecer la trazabilidad de la biomasa utilizada en las plantas de biomasa para producción eléctrica. Mejora del sistema de liquidación de las plantas y apoyo a la realización de estadísticas y seguimiento del cumplimiento de los objetivos del PER.										
Organismo responsable	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio									
Organismos colaboradores	IDAE, CNE									
Grupo al que se destina	Plantas de generación eléctrica con biomasa, productores y distribuidores de biomasa									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SEO-001	Tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial eólica		Terrestre gran potencia		En proyecto						
Descripción										
<p>Tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos, mediante la sustitución parcial o total de sus aerogeneradores, que facilite las gestiones administrativas necesarias. Modificación del RD 1955/2000 (Capítulo II), RD 661/2007 y RD-L 6/2009 en los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Establecimiento de un cupo específico para instalaciones eólicas repotenciadas en el Registro administrativo de Preasignación (art. 4 RD-L 6/2009). - Exención del trámite de información pública y de declaración de bienes y derechos afectados, siempre que se utilice la misma poligonal (art. 125 RD 1955/2000). - Exención de la necesidad de presentar estudio arqueológico. - Posibilidad de exención de la necesidad del trámite de evaluación de impacto ambiental (art. 123 RD 1955/2000), siempre que la instalación repotenciada suponga la disminución del número de aerogeneradores en la misma poligonal. - Simplificación de los trámites de información a otras administraciones públicas, y de condicionados para la aprobación del proyecto (arts. 127 y 131 RD 1955/2000). - Exención de la necesidad de presentación de avales (DF2ª RD 661/2007 y art. 4 RD-L 6/2009), salvo por el incremento de potencia. - Simplificación de requerimientos de acreditación de la capacidad del solicitante (art. 121 RD 1955/2000). 										
Resultado esperado										
<ul style="list-style-type: none"> - Renovación del parque tecnológico, incorporando innovaciones tecnológicas que permitan el mejor comportamiento posible frente al sistema eléctrico. Ventajas asociadas: aumento de la calidad y seguridad del suministro, mayor capacidad de regulación y control, optimización del grado de penetración eólica. - Menor impacto ambiental y visual por la sustitución de máquinas por un menor nº de aerogeneradores con mayor producción y aprovechamiento del recurso eólico. - Mayor actividad industrial en el sector eólico para una misma potencia eólica acumulada. Ventajas asociadas: mayor contribución al PIB e inversiones, mantenimiento y generación de empleo, etc. 										
Organismo responsable	AGE									
Organismos colaboradores	Gobiernos autonómicos									
Grupo al que se destina	Promotores									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2012	Año de finalización	2013					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
Esta propuesta es esencial para cubrir el objetivo de producción eólica en el PER: sin repotenciación, con la misma potencia las instalaciones antiguas implican menor producción.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SEO-002	Directrices para garantizar la calidad de los equipamientos eólicos de pequeña potencia		Estudios							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial eólica		Terrestre pequeña potencia		En proyecto						
Descripción										
<p>Elaboración de una Guía de "Normas de buena praxis" que contemple directrices sobre los requerimientos mínimos de ensayos sobre los aerogeneradores de pequeña potencia a implantar en España (curva de potencia, durabilidad, ruido, cargas mecánicas), así como las certificaciones necesarias (ISO-9001, Marcado CE, Informe de entidad certificadora acreditada para ensayos IEC 61-400). Esta Guía se pondrá a disposición del sector y de los entes públicos regionales y municipales, a cargo del otorgamiento de licencias y autorizaciones administrativas. Con ello se pretende dotar a los fabricantes de aerogeneradores de pequeña potencia de unas instrucciones y procedimientos técnicos normalizados y de implementación rápida, homologados a nivel internacional, como vía paralela a la aplicación de las normas IEC-61.400-1 e IEC 61.400-2, para garantizar la calidad de los equipos que se implanten, y la seguridad de la instalación durante su operación.</p>										
Resultado esperado										
<p>- Garantizar la calidad y seguridad de los equipamientos eólicos de pequeña potencia a implantar en España. - Vía paralela, simplificada, para la homologación y certificación de equipos (disminución de barreras en el desarrollo de equipamientos).</p>										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas regionales y locales. Fabricantes de equipos. Usuarios finales									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2012					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos		No procede								
Comentarios										
<p>La certificación de los equipamientos asociados a la tecnología eólica de pequeña potencia es un paso prioritario para dar confianza a los actores implicados en la expansión de esta tecnología. La certificación de aerogeneradores aplicando la normativa internacional vigente exige un desembolso económico muy significativo para los equipos de baja potencia: La norma IEC 61.400-2 (en revisión) es de aplicación para los pequeños aerogeneradores hasta 200 m² de área barrida (no establece límite de potencia, pero en la práctica equivale a un límite de aprox. 70 kW). A partir de esa superficie de captación, es de aplicación la norma IEC 61.400-1, similar en su complejidad a la de los aerogeneradores de gran potencia.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SGT-001	Línea 2 - Programa de ayudas públicas a los estudios e investigaciones previas a la ejecución de proyectos		Subvención							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial geotermia		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>La geotermia, a diferencia de otras renovables requiere de una fase previa de búsqueda inicial muy costosa y extensa en el tiempo. El alto coste de las fases de exploración e investigación, previas al desarrollo de un proyecto geotérmico, no siempre pueden ser cubiertos con recursos propios, y financiar esta etapa inicial del proyecto representa el primer obstáculo, por ello es necesario el establecimiento de un programa de ayudas públicas para mitigar los riesgos de exploración.</p>										
Resultado esperado										
<ul style="list-style-type: none"> - Mitigar los riesgos de las fases previas a la ejecución del proyecto como la investigación y la exploración. - Mejorar y ampliar el conocimiento del subsuelo. - Facilitar el acceso a la financiación, la viabilidad técnico económica y el despegue comercial de tecnologías renovables en España. - Facilitar la viabilidad técnico -económica de proyectos españoles de I+D. - Realizar los primeros proyectos de generación eléctrica con geotermia. - Realizar los primeros proyectos de demostración para climatización centralizada "District Heating" mediante geotermia, así como la incorporación de geotermia mediante usos directos al sector industrial. 										
Organismo responsable	MITYC									
Organismos colaboradores	IDAE, CCAA									
Grupo al que se destina										
Aplicación energética	General	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	8,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
<ul style="list-style-type: none"> - Proyectos de demostración orientados a la implantación de sistemas de generación de energía eléctrica mediante geotermia. - Proyectos de demostración orientados al aprovechamiento térmico directo de la geotermia profunda: district heating, procesos industriales, etc. 										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SHI-001	Fomento de proyectos de microcentrales hidroeléctricas en redes de abastecimiento u otras infraestructuras hidráulicas		Promoción							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial hidroeléctrica		Hidroeléctrica pequeña potencia		En proyecto						
Descripción										
Se propone fomentar la instalación de microturbinas hidroeléctricas en sistemas de abastecimiento a poblaciones, en plantas de tratamiento de aguas, etc., que transformaran la energía en presión no utilizada en energía eléctrica, compatibilizando el uso principal de la infraestructura existente con la producción de energía.										
Resultado esperado										
Incremento de la potencia hidroeléctrica instalada y en consecuencia aumento de la producción eléctrica de origen renovable.										
Organismo responsable	MITYC, CCAA									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Administraciones públicas, promotores, usuarios finales									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
Dentro de las infraestructuras de abastecimiento de agua a poblaciones se vienen utilizando válvulas reductoras de presión en las conducciones forzadas u otros dispositivos para adecuar los caudales y presiones a las necesidades de consumo; estas localizaciones podrian ser aprovechadas mediante la instalación de microturbinas hidroeléctricas, que transformaran la energía de presión no utilizada en energía eléctrica. El potencial existente en este sector es muy amplio y en España no está desarrollado todavía. Igualmente, se podrían instalar microturbinas dentro de las infraestructuras del sistema de alcantarillado o en plantas de tratamiento de aguas, etc.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SHI-002	Fomento de concursos para aprovechamientos hidroeléctricos en infraestructuras públicas existentes		Promoción							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial hidroeléctrica		No procede		En ejecución						
Descripción										
Se fomentará, por parte de la administración competente, la convocatoria de concursos públicos para el aprovechamiento hidroeléctrico de infraestructuras existentes de titularidad pública (presas, canales de riego, etc.) para otorgar concesiones de agua para producción eléctrica, de manera compatible con otros usos del agua y con los valores medioambientales.										
Resultado esperado										
Incremento de la potencia y producción hidroeléctrica.										
Organismo responsable	MARM y Organismos de Cuenca									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Productores de energía, Inversores									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos		Privados								
Comentarios										
<p>En fecha 10 de diciembre de 2007 se firmó el Convenio de Colaboración entre el Ministerio de Medio Ambiente y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) para promover el incremento del potencial hidroeléctrico en las presas de titularidad estatal en el ámbito de las Confederaciones Hidrográficas, dentro del marco del Plan de Choque para las Actuaciones del Programa AGUA en materia de Energías Renovables. Posteriormente, se han formalizado dos addendas al convenio de prórroga del plazo para la finalización de todas las actuaciones iniciadas.</p> <p>El objetivo del convenio es promover el incremento del potencial hidroeléctrico disponible en el ámbito territorial de las confederaciones hidrográficas mediante la realización de los estudios específicos que tengan por objeto analizar la viabilidad técnica, económica y ambiental de los aprovechamientos hidroeléctricos de un total de 41 presas de titularidad estatal y la redacción de los pliegos que sirvan de base para sacar a concurso aquellos que se concluyan finalmente como viables. Los estudios han sido realizados agrupando en las siguientes cuencas: Duero, Ebro, Guadalquivir, Guadiana, Júcar, Segura y Tajo.</p> <p>Esta propuesta se encuentra en fase de ejecución.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SHI-003	Fomento de la rehabilitación de centrales hidroeléctricas		Promoción							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial hidroeléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
Se incentivará la rehabilitación, modernización y/o ampliación de centrales hidroeléctricas existentes, mediante la renovación de instalaciones deterioradas, sustitución de antiguos equipos por nuevos de alta eficiencia, nuevos sistemas de automatización y telegestión, etc..., con objeto de mantener y/o aumentar la capacidad de producción de energía hidroeléctrica, de forma compatible con la preservación de los valores ambientales y acordes con la planificación hidrológica.										
Resultado esperado										
Mantenimiento y aumento de la capacidad de producción hidroeléctrica.										
Organismo responsable	CCAA y MITyC									
Organismos colaboradores	IDAE									
Grupo al que se destina	Inversores									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos		Privados								
Comentarios										
<p>En la actualidad, gran parte del potencial hidroeléctrico europeo proviene de la rehabilitación y ampliación de instalaciones ya existentes. Cerca del 68% de las minicentrales hidroeléctricas de la Unión Europea tienen más de cuarenta años de antigüedad, según datos de la European Small Hydraulic Association (ESHA).</p> <p>En España existe un gran potencial de rehabilitación y modernización de centrales hidroeléctricas, que ya han superado su vida útil y siguen funcionando muy por debajo de su nivel óptimo con unos rendimientos muy bajos. Con la renovación de maquinaria e instalaciones se podrían conseguir mejoras en la producción eléctrica de hasta un 20% sin modificación de las condiciones concesionales o bien adaptar esas condiciones a las posibles variaciones o disminución en los recursos hídricos, de forma que el nuevo equipamiento sea el óptimo para las aportaciones hidrológicas existentes y recoja las condiciones previstas en los nuevos planes hidrológicos de cuenca.</p>										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SHI-004	Nueva reglamentación para tramitación de concesiones de agua		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial hidroeléctrica		No procede		En proyecto						
Descripción										
<p>Reglamentación de un nuevo procedimiento administrativo para la tramitación de concesiones de agua, o modificación del existente, que incluyera los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ampliar el rango de potencia alcanzando hasta las instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW. - Posibilidad de modificar las concesiones de agua para producción de electricidad, por la autoridad que las ha concedido sin necesidad de realizar un trámite de competencia cuando la modificación no produzca un incremento del caudal máximo ni de la potencia superior al 50% de los valores concedidos y sea compatible con el plan hidrológico de la cuenca vigente. - No será preceptivo el trámite de competencia de proyectos en el otorgamiento de concesiones para nuevas centrales de bombeo o ampliación de las existentes cuando el solicitante sea ya titular de una infraestructura básica para el establecimiento o ampliación de dicha central de bombeo. - Activar las convocatorias de otorgamiento de nuevas concesiones para el caso de aprovechamientos que han revertido al Estado por extinción del plazo concesional, pudiendo el concesionario actual seguir con la explotación hasta que el organismo competente convoque el nuevo concurso. 										
Resultado esperado										
Acelerar la obtención de la correspondiente autorización administrativa.										
Organismo responsable	MARM									
Organismos colaboradores										
Grupo al que se destina	Administraciones públicas									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SRE-001	Desarrollo de campañas de formación e información sobre las tecnologías de valorización energética y la gestión de los residuos		Información/formación							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial residuos		No procede		En proyecto						
Descripción										
Demostración de la seguridad de las tecnologías maduras de valorización energética de residuos, así como de depuración de gases, a personal de las administraciones públicas y a la sociedad en general, garantizando la transparencia de la información sobre las emisiones y gestión de los residuos de estas instalaciones.										
Resultado esperado										
Mejorar la percepción de la sociedad sobre estas instalaciones de valorización energética, reduciendo el efecto NIMBY (Not In My Backyard).										
Organismo responsable	MARM, IDEA, MITyC									
Organismos colaboradores	Asociaciones									
Grupo al que se destina	Sector valorización residuos (tanto productores como consumidores)									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SRE-002	Análisis del ciclo de vida de las opciones de gestión de residuos para determinados flujos de residuos, comparándolas con la valorización energética		Estudios							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial residuos		No procede		En proyecto						
Descripción										
Aumentar la transparencia en la determinación de los parámetros de las diferentes opciones de gestión de residuos, analizando el ciclo de vida y haciendo hincapié en el balance económico, energético, social y cuantificando las emisiones difusas de gases GEI que implica cada opción de gestión, con especial atención a la valorización energética, teniendo en cuenta que en un escenario a medio plazo dichas emisiones difusas podrían tener un coste económico. Análisis coste beneficio.										
Resultado esperado										
Poner de manifiesto la necesaria internalización de costes del vertedero como opción de gestión de residuos.										
Organismo responsable	MITyC, MARM									
Organismos colaboradores	IDAE, CCAA, ayuntamientos									
Grupo al que se destina	Sector valorización residuos (tanto productores como consumidores)									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2012	Año de finalización	2013					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SRE-003	Establecimiento de objetivos sectorizados de valorización energética para determinados flujos de residuos con contenido total o parcialmente renovable		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial residuos		No procede		En proyecto						
Descripción										
El actual Plan Nacional Integrado de Residuos 2008-2015 ya recoge objetivos de valorización energética para múltiples flujos de residuos como los residuos domésticos o similares o los neumáticos fuera de uso. Los nuevos planes estatales, conforme a la nueva Ley de Residuos, marcarán las orientaciones de la política de gestión en España y establecerán objetivos mínimos a cumplir de prevención, preparación para la reutilización, reciclado, valorización y eliminación. Se trataría únicamente de valorar la ampliación a los flujos de residuos que más interés energético puedan tener, de una forma coherente con el PER 2011-2020 y con los potenciales identificados.										
Resultado esperado										
Contribuir a conseguir implementar la jerarquía de gestión de residuos comunitaria y alcanzar los objetivos de valorización energética de residuos fijados.										
Organismo responsable	MARM									
Organismos colaboradores	MITyC, IDAE									
Grupo al que se destina	Sector valorización residuos (tanto productores como consumidores)									
Aplicación energética	Prod. combustible renovable	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SRE-004	Desarrollo de las metodologías de cuantificación de la fracción biodegradable y combustible de las distintas corrientes de residuos		Estudios							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial residuos		No procede		En proyecto						
Descripción										
La Directiva 2009/28 establece que la fracción biodegradable de los residuos industriales y urbanos puede considerarse como fuente renovable de energía. Dados los flujos tan variados de residuos existentes y dado que se trata de un esfuerzo que nadie ha realizado en España hasta la fecha, es preciso determinar con precisión el contenido en peso biodegradable de los mismos, así como su contenido energético renovable y su contenido combustible. Dicho estudio incluirá la demanda energética de los tratamientos previos para la preparación de estas fracciones combustibles. Este esfuerzo requerirá la contratación de una consultora/ingeniería de apoyo y de centros tecnológicos habilitados para realizar los muestreos y las mediciones.										
Resultado esperado										
Determinar con precisión qué parte de la energía procedente de los residuos es de origen renovable.										
Organismo responsable	IDAE, MITyC									
Organismos colaboradores	MARM									
Grupo al que se destina	Sector valorización residuos (tanto productores como consumidores)									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2012	Año de finalización	2014					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Origen de los fondos		Presupuesto IDAE								
Comentarios										

(*) Si procede

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Código	Nombre		Tipo							
SRE-005	Desarrollo de un grupo de trabajo sobre valorización energética en el seno de la Comisión de Coordinación en materia de residuos		Planificación							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial residuos		No procede		En proyecto						
Descripción										
Es necesario coordinar la política de gestión de residuos con las políticas sobre energías renovables. En este sentido, es conveniente que en el seno de la Comisión de coordinación se aborde la valorización energética y sus implicaciones ambientales.										
Resultado esperado										
La correcta aplicación de la jerarquía de gestión de residuos.										
Organismo responsable	MARM									
Organismos colaboradores	MITyC, IDEA, CCAA									
Grupo al que se destina	Sector valorización residuos (tanto productores como consumidores)									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SRE-006	Implantación de un sistema de aseguramiento de la calidad en los procesos de producción de CSR		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial residuos		No procede		En proyecto						
Descripción										
Establecer un procedimiento de aseguramiento de la calidad en los procesos de producción de CSR para incrementar la confianza de los posibles usuarios.										
Resultado esperado										
El establecimiento de procedimientos de aseguramiento de la calidad en la obtención de CSR permitirá producir CSR con una calidad más homogénea, lo que incrementará la confianza de los posibles usuarios. Así mismo podrá valorarse la aplicación del criterio de fin de la condición de residuo para determinados CSR, conforme al procedimiento establecido en la normativa comunitaria sobre residuos y en la Ley 22/2011.										
Organismo responsable	MARM y MITyC									
Organismos colaboradores	IDAE, AENOR									
Grupo al que se destina	Sector valorización residuos (tanto productores como consumidores)									
Aplicación energética	Prod. combustible renovable	Año de inicio	2011	Año de finalización	2013					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
La normalización de los combustibles sólidos recuperados, iniciada a nivel europeo en el año 2002, pretende sentar las bases para el desarrollo de un mercado fiable y competitivo. Estas normas exigen que los productores faciliten determinada información (composición, humedad, PCI, etc.) al consumidor de estos combustibles.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SRE-007	Fomento, en el marco de la política de gestión de residuos, de la valorización energética de los residuos más aptos para su uso como combustible		Normativa							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial residuos		No procede		En proyecto						
Descripción										
El Real Decreto 1481/2001 por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero fija límites al depósito en vertedero de los residuos urbanos biodegradables para los años 2006, 2009 y 2016. Considerando el marco de orientación de la política de gestión que se establezca, se ha de determinar qué flujos de residuos son los más adecuados para su valorización energética. Para estos residuos se valorará la necesidad de ampliar las restricciones al vertido contempladas en el Real Decreto 1481/2001.										
Resultado esperado										
Al restringir la entrada de determinados residuos en el vertedero, aumentarán los flujos de residuos destinados a otras operaciones de gestión prioritarias, como el reciclado o la valorización energética, contribuyendo de esta manera tanto a los objetivos de reciclado fijados en el borrador de Ley de Residuos como a la consecución de los objetivos fijados para valorización de residuos.										
Organismo responsable	MARM									
Organismos colaboradores	IDAE, MITyC									
Grupo al que se destina	Sector valorización residuos (tanto productores como consumidores)									
Aplicación energética	Inst. consumo eléctrico	Año de inicio	2013	Año de finalización	2016					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										
La jerarquía comunitaria de gestión de residuos considera a la eliminación como la última opción de gestión. A pesar de ello, en España alrededor del 70% de los residuos domésticos y similares generados tienen como destino final el vertedero (este porcentaje incluye los rechazos de otras instalaciones de tratamiento de residuos). Esto hace que un importante flujo de residuos, en ocasiones con potenciales energéticos significativos, sean desaprovechados.										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SST-001	Fomento de la estandarización de elementos y configuraciones de instalaciones solares térmicas		Promoción							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial solar térmica		No procede		En proyecto						
Descripción										
Identificación de elementos y configuraciones de instalaciones solares térmicas estandarizadas para baja, media y alta temperatura. Desarrollo de sistemas de ensayo normalizados que permitan determinar el rendimiento y la durabilidad de captadores de media y alta temperatura.										
Resultado esperado										
<ul style="list-style-type: none"> - Optimización de los procesos productivos - Reducción del coste de equipos, ingeniería, puesta en marcha y mantenimiento. - Mejora la penetración de la tecnología. - Minimiza el impacto de las instalaciones en los edificios. - Fomentar la utilización y nueva creación de marcas de calidad como el SOLARKEYMARK que den un valor añadido a los productos solares térmicos. 										
Organismo responsable	MITyC									
Organismos colaboradores	AENOR, CCAA, asociaciones sectoriales									
Grupo al que se destina	Centros y laboratorios tecnológicos, ESE, fabricantes, ingenierías, instaladores y usuarios									
Aplicación energética	Inst. consumo térmico	Año de inicio	2010	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos		PGE								
Comentarios										

(*) Si procede

Código	Nombre		Tipo							
SST-002	propuestas para fomentar la profesionalización del sector		Información/formación							
Sector		Subsector		Estado						
Sectorial solar térmica		No procede		En proyecto						
Descripción										
Promoción de guías técnicas y cursos específicos de energía solar térmica dirigidas a profesionales del sector (ingenierías, instaladores, mantenedores, fabricantes, etc.) y agentes involucrados en el proceso de control, supervisión y análisis de los proyectos e instalaciones (promotores, ayuntamientos, constructores, entidades de control, comunidades autónomas, etc)										
Resultado esperado										
Mejorar la calidad en el diseño, ejecución y mantenimiento de las instalaciones. Mejorar la calidad en la supervisión e inspección de los proyectos e instalaciones. Cambio de actitud hacia la energía solar.										
Organismo responsable	Administraciones públicas									
Organismos colaboradores	Asociaciones del sector									
Grupo al que se destina	Fabricantes, ESE, ingenierías, instaladores, promotores y usuarios finales.									
Aplicación energética	Inst. consumo térmico	Año de inicio	2011	Año de finalización	2020					
Impacto energético (ktep) (*)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (vida proy.)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coste (M€)										
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total (2011-2020)
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Origen de los fondos										
Comentarios										

(*) Si procede

**ANEXO II: PROSPECTIVA A 2030 DE LOS COSTES DE
GENERACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN
DE ELECTRICIDAD RENOVABLE**

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Solar FV:

	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /KWh)										
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Suelo: Límite superior (con horquilla de 6,5 a 3,8 c€/kWh)	21,0	19,3	18,2	17,1	15,9	14,8	14,1	13,1	12,7	12,0	11,8
Suelo: Límite inferior (Tarifa: previsión 4ª C PREFO año en curso Tipo II)	14,0	12,8	12,4	11,8	10,6	9,6	9,1	8,6	8,2	8,0	7,8
Tejado: Tarifa, previsión 4ª C PREFO año en curso Tipo I.1	31,0	27,4	24,7	22,2	20,0	18,0	16,6	15,4	14,2	13,5	12,8
Tejado: Tarifa, previsión 4ª C PREFO año en curso Tipo I.2	24,0	19,3	17,4	15,7	14,1	12,7	11,7	10,8	10,0	9,5	9,1

Media para límites inferior y superior curvas:

Suelo	17,5	16,0	15,3	14,5	13,3	12,2	11,6	10,9	10,5	10,0	9,8
Tejado	27,5	23,4	21,0	18,9	17,0	15,3	14,2	13,1	12,1	11,5	10,9

Características	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Suelo: Límite superior (con horquilla de 6,5 a 3,8 c€/kWh)	11,6	11,6	11,4	11,4	11,2	11,0	11,0	10,8	10,8	10,6
Suelo: Límite inferior (Tarifa: previsión 4ª C PREFO año en curso Tipo II)	7,6	7,6	7,4	7,4	7,2	7,2	7,0	7,0	6,8	6,8
Tejado: Tarifa, previsión 4ª C PREFO año en curso Tipo I.1	12,2	11,6	11,3	11,0	10,7	10,5	10,3	10,2	10,1	10,0
Tejado: Tarifa, previsión 4ª C PREFO año en curso Tipo I.2	8,6	8,2	8,0	7,8	7,6	7,4	7,3	7,2	7,1	7,0

Media para límites inferior y superior curvas:

Suelo	9,6	9,6	9,4	9,4	9,2	9,1	9,0	8,9	8,8	8,7
Tejado	10,4	9,9	9,6	9,4	9,2	8,9	8,8	8,7	8,6	8,5

Eólica:

	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /KWh)										
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Instalación onshore de 50 MW en ubicación de 2.000 horas en 2010	8,9	8,7	8,6	8,4	8,3	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,8
Instalación onshore de 50 MW en ubicación de 2.400 horas en 2010	7,1	6,9	6,7	6,5	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8	5,7	5,6
Instalación onshore de 50 MW en ubicación de 2.900 horas en 2010	5,9	5,7	5,6	5,4	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8	4,7	4,6
Instalación offshore de 150 MW a 50 km de la costa	13,2	12,5	12,0	11,6	11,3	11,0	10,7	10,5	10,2	10,0	9,8
Instalación offshore de 150 MW a 10 km de la costa	9,9	9,4	9,0	8,7	8,5	8,3	8,0	7,8	7,7	7,5	7,3
Características	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Instalación onshore de 50 MW en ubicación de 2.000 horas en 2010	7,7	7,7	7,6	7,6	7,5	7,5	7,5	7,5	7,4	7,4	
Instalación onshore de 50 MW en ubicación de 2.400 horas en 2010	5,5	5,4	5,3	5,3	5,2	5,2	5,1	5,1	5,0	5,0	
Instalación onshore de 50 MW en ubicación de 2.900 horas en 2010	4,5	4,5	4,4	4,4	4,3	4,3	4,2	4,2	4,2	4,1	
Instalación offshore de 150 MW a 50 km de la costa	9,6	9,4	9,2	9,0	8,9	8,7	8,6	8,4	8,3	8,2	
Instalación offshore de 150 MW a 10 km de la costa	7,2	7,0	6,9	6,8	6,6	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1	

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Características	Costes de generación (c€ ₂₀₁₀ /KWh)										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasa en ciclo de vapor 2 MW b.6.1	27,6	27,3	27,0	26,8	26,6	26,4	26,3	26,1	26,0	25,8	25,7
Biomasa mediante gasificación n 2 MW b.6.1	25,2	24,9	24,5	24,2	23,8	23,5	23,2	22,9	22,6	22,3	22,0
Biomasa en ciclo de vapor 2 MW b.6.2.	21,9	21,7	21,5	21,3	21,2	21,1	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6
Biomasa mediante gasificación n 2 MW b.8.2.	17,5	17,3	17,0	16,7	16,4	16,2	16,0	15,7	15,5	15,2	15,0
Biomasa en ciclo de vapor 10 MW b.6.1.	20,0	19,8	19,7	19,5	19,4	19,3	19,2	19,0	18,9	18,8	18,7
Biomasa en ciclo de vapor 20 MW b.6.1.	17,7	17,6	17,5	17,4	17,3	17,2	17,1	17,0	16,9	16,8	16,8
Biomasa en ciclo de vapor 10 MW b.6.2. – b.6.3. – b.6.4.	15,5	15,4	15,3	15,2	15,0	15,0	14,9	14,8	14,8	14,7	14,6
Biomasa en ciclo de vapor 20 MW b.6.2. – b.6.3. – b.6.4.	13,9	13,8	13,7	13,6	13,5	13,5	13,4	13,4	13,3	13,2	13,2
Biomasa en ciclo de vapor 10 MW b.8.2.	11,5	11,4	11,4	11,3	11,2	11,2	11,1	11,1	11,0	11,0	11,0
Biomasa en ciclo de vapor 20 MW b.8.2.	10,5	10,4	10,4	10,3	10,2	10,2	10,2	10,1	10,1	10,1	10,0
Características	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Biomasa en ciclo de vapor 2 MW b.6.1	25,5	25,4	25,2	25,1	24,9	24,8	24,7	24,5	24,4	24,3	
Biomasa mediante gasificación n 2 MW b.6.1	21,7	21,4	21,1	20,8	20,5	20,3	20,0	19,7	19,4	19,2	
Biomasa en ciclo de vapor 2 MW b.6.2.	20,5	20,4	20,3	20,2	20,1	20,0	19,9	19,8	19,7	19,6	
Biomasa mediante gasificación n 2 MW b.8.2.	14,8	14,5	14,3	14,1	13,9	13,6	13,4	13,2	13,0	12,8	
Biomasa en ciclo de vapor 10 MW b.6.1.	18,6	18,5	18,4	18,3	18,2	18,1	18,0	17,9	17,8	17,7	
Biomasa en ciclo de vapor 20 MW b.6.1.	16,7	16,6	16,5	16,4	16,4	16,3	16,2	16,1	16,0	16,0	
Biomasa en ciclo de vapor 10 MW b.6.2. – b.6.3. – b.6.4.	14,5	14,5	14,4	14,3	14,3	14,2	14,1	14,1	14,0	13,9	
Biomasa en ciclo de vapor 20 MW b.6.2. – b.6.3. – b.6.4.	13,1	13,1	13,0	13,0	12,9	12,8	12,8	12,7	12,7	12,6	
Biomasa en ciclo de vapor 10 MW b.8.2.	10,9	10,9	10,8	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	
Biomasa en ciclo de vapor 20 MW b.8.2.	10,0	10,0	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8	9,8	9,7	9,7	

Características	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /KWh)										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Planta de incineración de 300.000 Tm / año	13,2	12,9	12,7	12,4	12,2	12,0	11,8	11,6	11,4	11,2	11,0
Planta de incineración de 450.000 Tm / año	11,4	11,2	11,0	10,7	10,5	10,4	10,2	10,0	9,8	9,6	9,5
Características	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Planta de incineración de 300.000 Tm / año	10,8	10,6	10,4	10,2	10,1	9,9	9,7	9,5	9,4	9,2	
Planta de incineración de 450.000 Tm / año	9,3	9,1	9,0	8,8	8,7	8,5	8,4	8,2	8,1	7,9	

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Biometanización:											
Coste de generación (c€/2010/KWh)											
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
30.000 Tm de 12 Nm3/m3	29,5	29,4	28,9	28,9	28,8	28,8	28,7	28,7	28,6	28,6	28,6
90.000 Tm de 12 Nm3/m3	21,4	21,3	21,0	21,0	21,0	20,9	20,9	20,9	20,8	20,8	20,8
150.000 Tm de 12 Nm3/m3	19,3	19,2	19,0	19,0	18,9	18,9	18,8	18,8	18,8	18,7	18,7
30.000 Tm de 30 Nm3/m3	18,3	18,3	18,0	18,0	17,9	17,9	17,9	17,9	17,8	17,8	17,8
90.000 Tm de 30 Nm3/m3	12,3	12,3	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,0	12,0	12,0	12,0
150.000 Tm de 30 Nm3/m3	11,0	11,0	10,9	10,9	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,7	10,7
30.000 Tm de 50 Nm3/m3	13,9	13,9	13,7	13,7	13,7	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,5
90.000 Tm de 50 Nm3/m3	9,8	9,7	9,6	9,6	9,6	9,6	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
150.000 Tm de 50 Nm3/m3	8,9	8,8	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,6	8,6	8,6	8,6
Características	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
30.000 Tm de 12 Nm3/m3	28,5	28,5	28,5	28,4	28,4	28,3	28,3	28,2	28,2	28,2	
90.000 Tm de 12 Nm3/m3	20,7	20,7	20,7	20,6	20,6	20,6	20,5	20,5	20,4	20,4	
150.000 Tm de 12 Nm3/m3	18,7	18,7	18,6	18,6	18,6	18,5	18,5	18,5	18,4	18,4	
30.000 Tm de 30 Nm3/m3	17,8	17,7	17,7	17,7	17,7	17,6	17,6	17,6	17,6	17,5	
90.000 Tm de 30 Nm3/m3	12,0	12,0	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,8	11,8	11,8	
150.000 Tm de 30 Nm3/m3	10,7	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	
30.000 Tm de 50 Nm3/m3	13,5	13,5	13,5	13,5	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,3	
90.000 Tm de 50 Nm3/m3	9,5	9,5	9,5	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
150.000 Tm de 50 Nm3/m3	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	

Hidráulica:											
Coste de generación (c€/2010/KWh)											
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nueva construcción	7,5	7,5	7,5	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,3	7,3
Rehabilitación	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,5	5,5	5,5	5,5
Nueva construcción	7,3	7,3	7,3	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,1
Rehabilitación	6,9	6,9	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,7	6,7
Aprovechamiento de presa	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Características	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Nueva construcción	7,3	7,3	7,3	7,3	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	
Rehabilitación	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	
Nueva construcción	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,0	7,0	7,0	7,0	
Rehabilitación	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,6	6,6	6,6	6,6	
Aprovechamiento de presa	6,3	6,3	6,3	6,3	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	

Plan de Energías Renovables 2011- 2020.

Geotérmica:											
Coste de generación (c€/2010/KWh)											
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Sin cogeneración	9,4	9,4	9,3	9,3	9,2	9,1	9,1	9,0	9,0	8,9	8,8
Con cogeneración	8,5	8,5	8,4	8,4	8,3	8,2	8,2	8,1	8,0	8,0	7,9
Costes de perforación 50% superiores sobre valor de referencia	19,1	19,1	18,9	18,8	18,6	18,5	18,3	18,2	18,0	17,9	17,7
Costes de perforación 50% inferiores sobre valor de referencia	11,4	11,4	11,4	11,3	11,2	11,2	11,1	11,0	11,0	10,9	10,9
Características	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Sin cogeneración	8,8	8,7	8,6	8,6	8,5	8,5	8,4	8,4	8,3	8,2	
Con cogeneración	7,8	7,8	7,7	7,7	7,6	7,5	7,5	7,4	7,4	7,3	
Costes de perforación 50% superiores sobre valor de referencia	17,6	17,4	17,3	17,1	17,0	16,8	16,7	16,5	16,4	16,3	
Costes de perforación 50% inferiores sobre valor de referencia	10,8	10,7	10,7	10,6	10,6	10,5	10,4	10,4	10,3	10,3	

Energías del mar:											
Coste de generación (c€/2010/KWh)											
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Evolución de costes base	LEC no representativo										29,1
Evolución de costes agresiva	LEC no representativo										18,9
Características	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Evolución de costes base	25,8	23,2	20,9	19,0	17,3	16,2	15,2	14,3	13,5	12,7	
Evolución de costes agresiva	15,9	13,6	11,7	10,2	8,9	8,1	7,4	6,8	6,3	5,8	

Solar termoelectrica:											
Coste de generación (c€/2010/KWh)											
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Torre con tecnología disruptiva	28,4	27,8	27,0	25,1	23,7	17,0	16,0	15,3	13,4	11,6	9,8
Cilindro parabólica escenario base pero escala a 100MW en 2016 y a 200MW en 2020	24,8	24,3	23,7	22,3	21,0	20,3	16,4	15,8	15,0	14,5	12,7
Características	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Torre con tecnología disruptiva	9,3	9,0	8,8	8,6	8,3	8,0	7,8	7,6	7,4	7,2	
Cilindro parabólica escenario base pero escala a 100W en 2016 y a 200W en 2020	12,4	12,0	11,7	11,4	11,2	11,0	10,8	10,6	10,4	10,2	

ANEXO III: UNIDADES

UNIDADES

Prefijos decimales

Prefijo	Factor de multiplicación	Símbolo
Peta	10^{+15}	P
Tera	10^{+12}	T
Giga	10^{+9}	G
Mega	10^{+6}	M
Kilo	10^{+3}	k

Relación entre unidades de potencia

Unidades	Btu/h ⁽¹⁾	J/s	kcal/h	MW
Btu/h ⁽¹⁾	1	0,293	0,252	$2,929 \cdot 10^{-07}$
J/s	3,414	1	0,860	$1 \cdot 10^{-06}$
kcal/h	3,968	1,162	1	$1,162 \cdot 10^{-06}$
MW	$3,414 \cdot 10^{+06}$	$1 \cdot 10^{+06}$	$8,60 \cdot 10^{+05}$	1

Notas:

(1):British Thermal Unit

Relación entre unidades de energía

Unidades	TJ	kcal	tep	termias	MWh
TJ	1	$2,389 \cdot 10^{+08}$	23,885	$2,390 \cdot 10^{+05}$	277,778
kcal	$4,186 \cdot 10^{-09}$	1	$1 \cdot 10^{-07}$	$1 \cdot 10^{-03}$	$1,163 \cdot 10^{-06}$
tep	$4,187 \cdot 10^{-02}$	$1 \cdot 10^{+07}$	1	10.000	11,628
termias	$4,184 \cdot 10^{-06}$	1.000	$1,000 \cdot 10^{-04}$	1	$1,162 \cdot 10^{-03}$
MWh	$3,600 \cdot 10^{-03}$	$8,600 \cdot 10^{+05}$	0,086	$8,604 \cdot 10^{+02}$	1

Relación de unidades monetarias

Unidad	Símbolo
Euro	€
Céntimos de Euro	Cent€
Dólar estadounidense	\$
Euro Constante del año XX	€ _{XX}
Dólar estadounidense Constante del año XX	\$ _{XX}

Otras unidades utilizadas

Magnitud	Unidad	Símbolo
Longitud	Metro	m
Superficie	Metro cuadrado ⁽¹⁾	m ²
	Hectárea ⁽²⁾	ha
Volumen	Litro	l
Peso	Tonelada	t
Tiempo	Hora	h
Caudal	Metros cúbicos por segundo	m ³ /s
Temperatura	Grado centígrado	°C
Potencia Eléctrica	Megavatio eléctrico	MWe
Potencia Térmica	Megavatio térmico	MWt
Potencia Fotovoltaica	Vatio Pico	Wp
Poder Calorífico	kcal por kg	kcal/kg
Energía	Megavatio-hora	MWh
Potencial eléctrico fuerza electromotriz	Voltio	V
Potencia aparente	Mega Voltio-amperio	MVA

Notas:

(1): 1 m² equivale a 10⁻⁴ hectáreas.

(2): 1 ha equivale a 10.000 m².