

INFORME

ANÁLISIS DE LAS ACTUACIONES SOBRE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EXTRAPENINSULARES Y JUSTIFICACIÓN DE SU INCLUSIÓN EN EL OT4: ECONOMÍA BAJA EN CARBONO

Mayo 2015



DIRECCIÓN GENERAL DE FONDOS COMUNITARIOS
**SUBDIRECCIÓN GENERAL DE PROGRAMACIÓN TERRITORIAL Y EVALUACIÓN
DE PROGRAMAS COMUNITARIOS**

ÍNDICE

Justificación de la inclusión dentro del OT4: Economía baja en Carbono, de las infraestructuras de interconexión de los Sistemas Eléctricos No Peninsulares con el Sistema Eléctrico Peninsular	3
1. Objeto	3
2. Situación actual de los Sistemas Eléctricos en España	4
3. Interconexiones propuestas en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares, y reducción prevista de emisiones	8
4. Análisis de alternativas y justificación de que la propuesta planteada es la más económica para la mejora en el mix obtenido.....	14
5. Cuantificación de la parte de la inversión directamente relacionada con la reducción de emisiones, y por tanto elegible dentro del OT4	16

Justificación de la inclusión dentro del OT4: Economía baja en Carbono, de las infraestructuras de interconexión de los Sistemas Eléctricos No Peninsulares con el Sistema Eléctrico Peninsular

1. Objeto

El presente documento tiene por objeto explicar la racionalidad de la inclusión dentro del Objetivo Temático 4: Economía baja en Carbono, del Programa Operativo de Crecimiento Sostenible 2014-2020, de las siguientes infraestructuras eléctricas:

- Interconexión Península-Baleares.
- Interconexiones de las Islas Baleares entre sí.
- Refuerzo de la Red de Transporte en Baleares para mayor integración renovable.
- Interconexiones de las Islas Canarias entre sí.
- Refuerzo de la Red de Transporte en Canarias para mayor integración renovable.

Para ello, en primer lugar se describe la situación actual de cada uno de los sistemas eléctricos implicados, tanto en términos de potencia instalada como de energía producida por cada tecnología, observándose la gran disparidad entre el Sistema Peninsular, con una muy importante presencia renovable, y los SNP, muy pobres en renovables.

En segundo lugar se muestra el escenario prospectivo en que quedaría cada uno de estos sistemas, en términos de ahorro de emisiones de CO₂ y mejora del mix renovable que se conseguirán con estas inversiones. La siguiente tabla resumen adelanta las principales conclusiones del informe:

Resumen conclusiones informe

SISTEMA	INVERSIÓN TOTAL	AHORRO EMISIONES	% OT4 ¹	% MÁXIMO AYUDA (%OT4 x Tasa Cofinanciación)	MÁXIMA AYUDA FEDER	AYUDA FEDER PROPUESTA
Baleares	1.404 M€	1,7 MtCO ₂	24%	12%	168,5 M€	65,9 M€
Canarias	784,9 M€	0,93 MtCO ₂ ²	24%	20,4%	160,1 M€	150 M€

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Estado de Energía y REE

Adicionalmente, un factor clave en la lógica de intervención de la inclusión de estas actuaciones en el OT4 es la existencia de gran cantidad de vertidos renovables que se vienen produciendo en los últimos años como consecuencia de la sobrecapacidad renovable peninsular y la caída de la demanda. Debe señalarse que esta situación, que se debe a que el parque renovable peninsular es de casi el 50% en potencia instalada, es específica de España y no ocurre con tal intensidad en ningún otro Estado miembro de la UE.

La tabla siguiente muestra el volumen de vertidos que se han producido en los últimos años. Por dar un ejemplo comparativo, únicamente con los vertidos producidos en la Península durante el año 2013 se habría podido abastecer el 15% de la demanda anual de Baleares. La existencia de los enlaces propuestos paliará en buena medida estos vertidos, al ofrecer una salida a las renovables peninsulares hacia los SEP.

¹ Participación en el OT4: Basada en ahorro de emisiones x precio ton CO₂ x vida útil instalaciones (ver apartado 4)

² Teniendo en cuenta las interconexiones y las renovables previstas en la 1ª fase del Plan Energético Canario (PECAN)

Vertidos de energía en los últimos dos años en el sistema eléctrico español

AÑO	2013	2014
Volumen vertidos [GWh]	824,1	466,9

Fuente: Red Eléctrica de España

En el último apartado se realiza una propuesta sobre el gasto elegible de estas interconexiones que sería cofinanciable dentro del Objetivo Temático 4: Economía baja en Carbono. La reducción de emisiones de CO₂ que se han utilizado como base de cálculo del gasto elegible se ha estimado simulando el despacho económico anual para dos escenarios diferentes: un caso base en el que no se incluye la actuación en estudio y un caso de estudio en el que se incluye dicha actuación, manteniendo el resto de hipótesis de estudio constantes.

Por último, es necesario señalar que la cobertura de la demanda de todos estos sistemas está asegurada en la situación actual, por lo que las inversiones adicionales en materia de interconexiones son necesarias para hacerles migrar desde un mix de generación eléctrica basado en fuentes fósiles a otro más renovable.

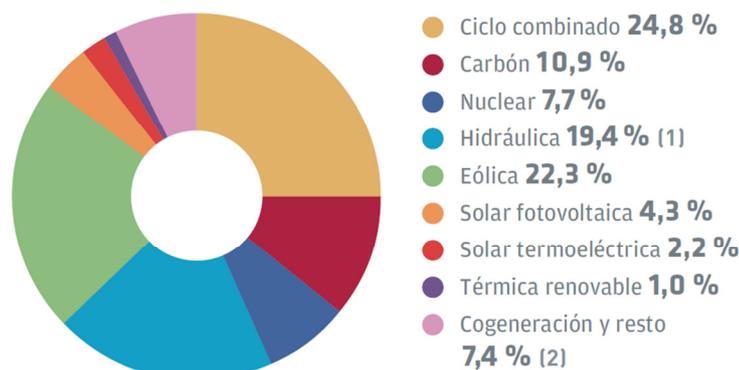
Por todos estos motivos se justifica que estas actuaciones (su parte cofinanciable) estén incluidas en el Objetivo Temático 4.

2. Situación actual de los Sistemas Eléctricos en España

2.1. Sistema Eléctrico Peninsular

Según datos del operador del sistema eléctrico español, Red Eléctrica de España, S.A., a 31 de diciembre de 2013 había una potencia instalada renovable en la Península de 50.437 MW frente a un total de 102.395 MW. Es decir, existe una capacidad de generación renovable en la Península de aproximadamente el 49,3% del total. El gráfico 1 muestra la estructura de la potencia instalada en el Sistema Eléctrico Peninsular por tecnologías.

Gráfico 1. Sistema Peninsular: Estructura de la potencia instalada a 31 de diciembre 2013



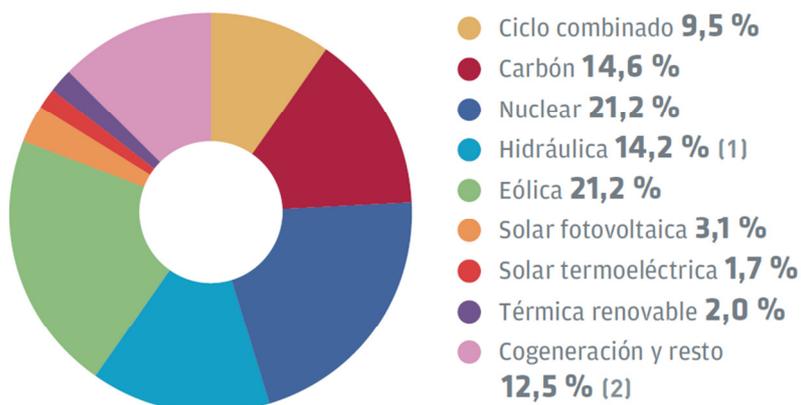
(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.747 MW).

(2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

Fuente: Red Eléctrica de España

En términos de generación neta, durante el año 2013, se produjeron en la Península 260.271 GWh, de los que 112.828 GWh, un 43,4%, fueron de origen renovable. El gráfico 2 muestra la estructura de generación neta en barras de central durante el mes de diciembre de 2013.

Gráfico 2. Sistema Peninsular: Estructura de la generación neta en diciembre 2013



(1) No incluye la generación de bombeo.
 (2) Incluye térmica no renovable y fuel/gas.

Fuente: Red Eléctrica de España

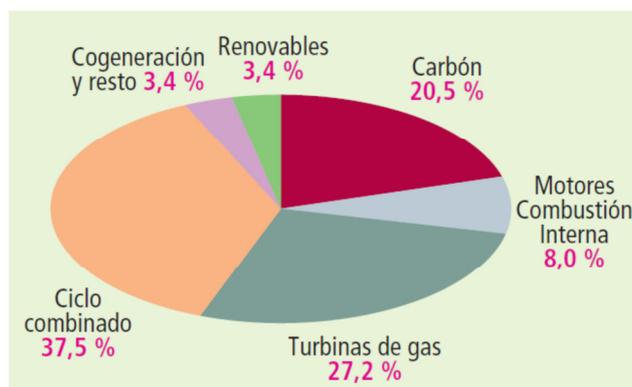
2.2. Sistema Eléctrico Islas Baleares

El Sistema eléctrico de las Islas Baleares actualmente está dividido en dos subsistemas de pequeño tamaño:

- Mallorca-Menorca, que se encuentran interconectadas mediante cable submarino de 30 MVA de capacidad operativa. A su vez Mallorca se encuentra conectada con la Península con una capacidad operativa de 240 MVA.
- Ibiza-Formentera, que están interconectadas a través de una capacidad operativa de 11 MVA.

El Sistema Eléctrico de las Islas Baleares tenía, a 31 de diciembre de 2013, una potencia instalada de 2.490 MW, de los que únicamente 83 MW, un 3%, es de origen renovable. El gráfico 3 muestra la estructura de potencia instalada de las Islas Baleares, con una muy fuerte presencia fósil: en particular de carbón, además de diésel, fuel, gas y ciclo combinado.

Gráfico 3. Sistema Balear: Estructura de la potencia instalada a 31 de diciembre de 2013



Fuente: Red Eléctrica de España

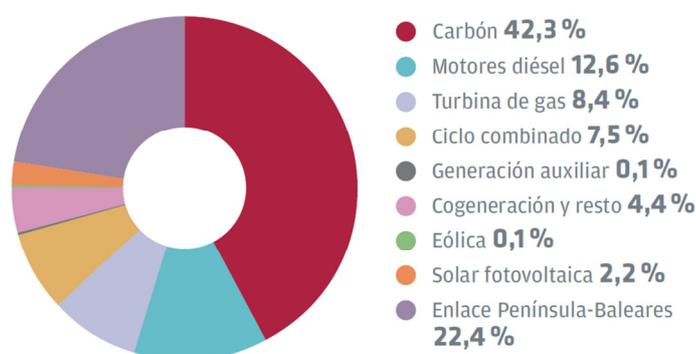
En términos de cobertura de la demanda eléctrica, la demanda en barras de central de Baleares en el año 2013 ascendió a 5.674 GWh, de los que únicamente 130 GWh, un 2,3%, procedió de fuentes renovables generadas en Baleares. Teniendo en cuenta que una parte de la demanda se

cubre mediante la interconexión con la Península la contribución efectiva de las renovables a la cobertura de la demanda balear es notablemente superior (suponiendo que la energía a través de la interconexión sigue el mix de la Península, aproximadamente el 12% de la demanda balear es satisfecha con renovables).

El gráfico 4 muestra la cobertura de la demanda en las Baleares en 2013. Un 42,5% fue cubierta por carbón, un 12,6% por Diésel o fuel, un 22,4% por la interconexión existente con la Península, y el 2,3% restante por las renovables ubicadas en Baleares.

Adicionalmente, es necesario señalar que en Baleares se producen importantes incrementos de demanda estacionales motivados por el turismo, de hasta un 45% en los meses de Julio y Agosto. Se subraya que las Islas Baleares son visitadas cada año por más de 11 millones de turistas (10 veces su población), según datos del INE.

Gráfico 4. Sistema Balear: Cobertura de la demanda noviembre 2013



Fuente: Red Eléctrica de España

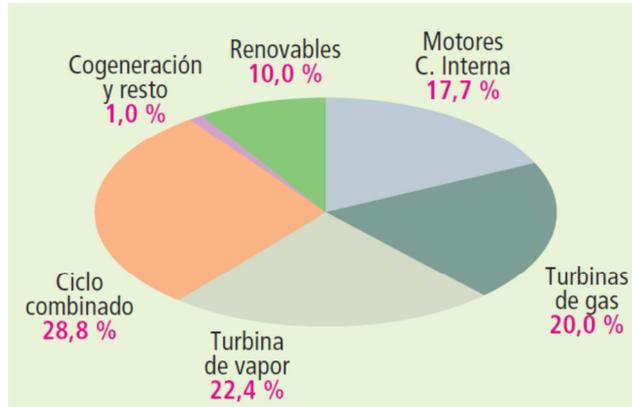
2.3. Sistema Eléctrico Islas Canarias

El Sistema Eléctrico de las Islas Canarias se caracteriza por lo siguiente:

- En la actualidad cuenta con seis subsistemas de pequeño tamaño y eléctricamente aislados ya que se carece de interconexión entre islas, con la excepción de las islas de Fuerteventura y Lanzarote que están unidas por un único enlace y constituyen un subsistema.
- Existen pocos centros de generación, predominantemente fósiles, y el sistema es muy sensible a lo que ocurra en cualquiera de ellos.
- Se utilizan gran número de grupos diésel contaminantes.
- Al igual que ocurre en Baleares, en Canarias se producen fuertes incrementos de demanda estacionales motivados por el turismo, de hasta un 17% en la temporada alta estival. Las Islas Canarias reciben más de 10,5 millones de turistas al año (5 veces su población), según datos del INE.
- La participación renovable es muy escasa, aproximadamente del 7,6%.

La potencia instalada del Sistema Eléctrico Canario, a 31 de diciembre de 2013 era de 3.195 MW, de los que únicamente 322,5 MW, un 10%, es de origen renovable. A diferencia de Baleares, en las que predomina el carbón, en Canarias predomina el gas, con también una fuerte presencia de Diésel y fuel. Ver gráfico 5.

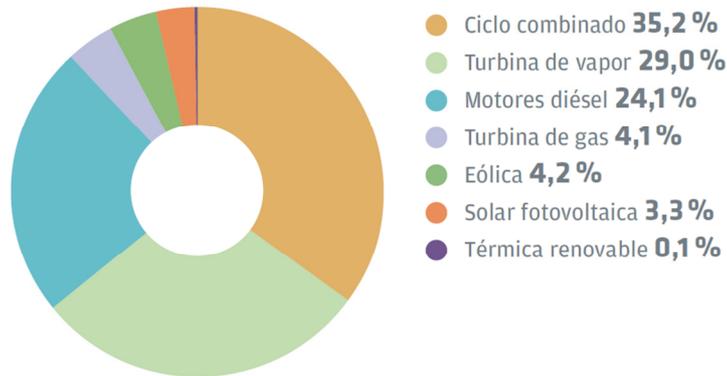
Gráfico 5. Sistema Canario: Estructura de la potencia instalada a 31 de diciembre de 2013



Fuente: Red Eléctrica de España

La generación neta en 2013 fue de 8.625 GWh, de los que un 7,6%, provino de fuentes renovables. Ver gráfico 6.

Gráfico 6. Sistema Canario: Cobertura de la demanda diciembre 2013



Fuente: Red Eléctrica de España

3. Interconexiones propuestas en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares, y reducción prevista de emisiones

3.1. Sistema Eléctrico Islas Baleares

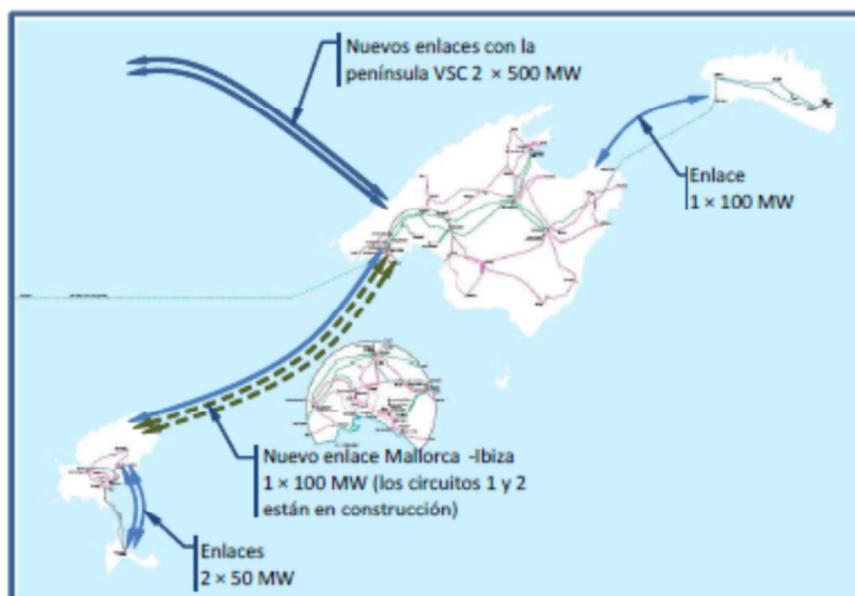
Los problemas más relevantes de la operación del sistema eléctrico balear son, en la actualidad, los siguientes:

- La fuerte dependencia de las fuentes fósiles.
- La escasa presencia de las fuentes renovables.
- La baja eficiencia del sistema como consecuencia de su grado de aislamiento.
- Las dificultades para garantizar la estabilidad de la frecuencia del sistema en caso de desconexión imprevista de generación o de demanda.

Al objeto de resolver esta problemática, se propone la cofinanciación de las siguientes actuaciones en el Sistema eléctrico de las Islas Baleares (ver Gráfico 8):

- **Interconexión Península-Mallorca (2º)**, con una capacidad de 1.000 MVA y una inversión del cable submarino de 1.022 M€.
- **Enlace Mallorca-Menorca (2º)**, de 118 MVA de capacidad y una inversión del cable submarino de 84 M€.
- **Enlace Mallorca-Ibiza (3º)**, de 118 MVA y una inversión del cable submarino de 128 M€.
- **Enlaces Ibiza-Formentera (1º y 2º)**, de 106 MVA y una inversión de los cables submarinos de 67 M€.
- **Refuerzo red de transporte Baleares asociado a las interconexiones**, con unas inversiones previstas de 103 M€.

Gráfico 8. Interconexiones Baleares



Fuente: Secretaría de Estado de Energía

La interconexión múltiple del Sistema Eléctrico de Baleares con la Península y de los propios subsistemas insulares entre sí proporcionará los siguientes beneficios al OT4 de Economía baja en Carbono:

- Permite un mayor uso de la energía renovable producida en la Península al aprovechar todas las posibilidades de consumo en los sistemas interconectados, evitándose además unos vertidos de renovables de 180 GWh/año. Esta energía renovable transportada por el enlace reemplazará, además, la producción de los grupos más contaminantes del sistema interconectado.
- Permite la sustitución de una energía más cara y contaminante de generadores diésel por otra más barata y renovable producida en la Península, incrementando en definitiva el mix renovable del sistema interconectado.
- Permite la reducción de la potencia térmica de reserva rodante, utilizando menos grupos a este efecto, ahorrando energía y reduciendo emisiones.

Adicionalmente, estos enlaces proporcionarán otros beneficios como:

- La mayor eficiencia en los grupos marginales de generación convencional como consecuencia de la puesta en servicio de los enlaces, dado que estos permiten maximizar el uso de las centrales de mayor tamaño y más eficientes. En el caso de Baleares, el rendimiento de los grupos marginales pasaría del 50% sin enlaces al 55% con enlaces.
- La mayor robustez del sistema en términos de seguridad de suministro debido al mallado de la red.
- Una mayor calidad de suministro en términos de estabilidad de frecuencia y de reducción de las interrupciones no programadas, principalmente en los subsistemas más pequeños, al evitarse perturbaciones severas por desconexión de una central.

Como conclusión, estas actuaciones lograrán reducir la producción mediante combustibles fósiles en las Islas Baleares mediante la inyección de electricidad desde el Sistema Peninsular, con lo que **se incrementará la participación de renovables en la cobertura de la demanda de Baleares del 12% actual al 40%** con los nuevos enlaces.

Asimismo, se evitará la emisión de unas **1.7 Millones de toneladas de CO₂ al año** en este sistema.

La alternativa, al objeto de incrementar el mix renovable de Baleares, de instalar más renovables sin realizar las interconexiones produciría más vertidos de renovables en estas islas, especialmente en los sistemas más pequeños dado su aislamiento y difícil gestionabilidad. A la vista de que, por otro lado, la demanda en ambos lados del enlace está cubierta, se considera que la forma óptima de incrementar el mix renovable del Sistema Balear aprovechando la generación disponible es inyectar renovables desde la Península a través de los enlaces propuestos.

Por otro lado, se significa que el Plan Sectorial de Energías Renovables de Baleares³, que se encuentra en la fase de consulta en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

³ <http://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST5325ZI160851&id=160851>

(CNMC), prevé unas inversiones en instalaciones renovables correspondientes a una potencia de 190 MW, de los cuales 180 MW fotovoltaicos. Las interconexiones previstas son necesarias para lograr la integración de estas instalaciones en el sistema eléctrico balear sin que se produzcan vertidos, en especial de los sistemas eléctricos más pequeños y aislados.

Como línea de apoyo complementaria a la mejora del mix renovable en Baleares a través de la inversión en la interconexión con la Península, los programas operativos FEDER para el periodo 2014-2020 han incluido unas inversiones totales en **instalaciones de producción de renovables** de 12,4 M€, de las cuales un 69% corresponden al PO Islas Baleares y un 31% al POCS (Programa operativo que actúa fundamente en).

3.2. Sistema Eléctrico Islas Canarias

Las Islas Canarias cuentan, como se ha dicho, con un sistema eléctrico aislado con una baja participación de las renovables, solo un 7,6% en 2013, y cuya interconexión con la Península no se contempla debido a su lejanía.

A la vista de la situación descrita en el apartado 2, el PECAN⁴ (Plan Energético de Canarias) ha previsto un ambicioso programa de integración de energías renovables, basado principalmente en eólica, solar e hidráulica, y la interconexión entre varios de los sistemas insulares. Ambas actuaciones, nueva generación renovable e interconexiones, son complementarias y conducen a la mejora del mix renovable. Para la integración de la potencia renovable es imperativo acometer inversiones de refuerzo en la red de transporte de estas islas, y muy especialmente, desarrollar interconexiones entre ellas que permitan una mejor integración de la energía renovable (no gestionable) al transformarse en un sistema mayor.

Adicionalmente, esta medida tiene además un impacto muy favorable en la eficiencia, puesto que el incremento del tamaño de los sistemas eléctricos permite utilizar los grupos térmicos de generación eléctrica en un régimen más eficiente, reduciendo la necesidad de reserva rodante de origen térmico, y posibilitando importantes ahorros de energía primaria, reduciendo costes económicos y medioambientales.

Por ello se propone la cofinanciación de las siguientes actuaciones en el Sistema Eléctrico de las Islas Canarias (ver Gráfico 9):

- **Refuerzo red para integración eólica**
- **Enlaces Gran Canaria-Fuerteventura-Lanzarote**
- **Enlace refuerzo Lanzarote-Fuerteventura**
- **Enlace Tenerife-La Gomera**

a) *Refuerzo necesario en la red de transporte para la integración de potencia renovable asociada al concurso eólico canario*

⁴ <http://www.gobcan.es/cicnt/doc/industriayenergia/energia/pecan/pecan.pdf>

La instalación de potencia renovable planteada en el mencionado Plan Energético Canario (PECAN) está planteada en dos fases. La primera fase con un horizonte hasta 2016-2018 supone un incremento de 325 MW de generación eólica, cuya localización está bastante definida, alcanzando una potencia total instalada en dicho horizonte de unos 470 MW eólicos. Dentro del PO Crecimiento Sostenible 2014-2020 se prevé la cofinanciación de 146 MW de estos parques eólicos, lo que supone casi la mitad de la potencia renovable del citado concurso.

La integración de esta potencia requiere un refuerzo de la red cuyo coste asciende a 222,4 M€.

De los estudios de planificación de la red transporte realizados con horizonte 2016, se concluye que la consideración conjunta del incremento de renovables asociado a la primera parte del PECAN⁴ (325 MW) y de las actuaciones de red necesarias permite que el grado de participación de las renovables en la cobertura de la demanda pase de un 8 % a un 17 % y que se produzca una reducción de las emisiones de **691.440 ton CO₂/año**.

La segunda fase del Plan Energético Canario (PECAN), planteada en un horizonte 2020, supone un incremento adicional de unos 555 MW. Esta segunda fase del PECAN no se ha incluido en los cálculos del presente informe.

Para la integración en los sistemas canarios de dicha potencia adicional es imprescindible la realización de interconexiones entre sistemas con objeto de moderar el crecimiento exponencial de los vertidos de renovables. En concreto, se han planteado una nueva interconexión entre Gran Canaria y Fuerteventura, una segunda Lanzarote-Fuerteventura y una entre Tenerife y La Gomera.

Esta integración podría asimismo requerir un refuerzo de las redes internas de los sistemas en función de la ubicación de los nuevos parques. A día de hoy, se desconocen las futuras ubicaciones asociadas a los parques de la segunda fase por lo que este último aspecto no está valorado.

b) Enlaces Gran Canaria-Fuerteventura-Lanzarote

El proyecto de enlace Gran Canaria-Fuerteventura es de una capacidad de 200 MVA y una inversión total de 474,5 M€ (de los cuales, 460 M€ corresponden al cable submarino), y el de Fuerteventura-Lanzarote refuerza el ya existente entre estas dos islas con una capacidad adicional de 120 MVA suponiendo una inversión total del proyecto de 53 M€ (de los cuales, 32 M€ corresponden al cable submarino).

Gráfico 9. Interconexiones Gran Canaria-Fuerteventura-Lanzarote



Fuente: Secretaría de Estado de Energía

Estos enlaces permitirán abastecer la demanda del sistema Gran Canaria-Fuerteventura-Lanzarote con un mix de generación menos contaminante y más eficiente que el que actualmente presentan los dos sistemas de forma aislada, como demuestran los resultados de los análisis de planificación con horizonte 2020 que se presentan en la tabla siguiente:

Efectos enlace entre sistemas de Gran Canaria y Lanzarote-Fuerteventura

Subsistema	Demanda valle [MW]	Mínimo Técnico [MW]	Reserva rodante [MW]	Eólica hasta valle Pgen [MW]	Reducción ⁵ de vertidos [MWh/año]	Reducción ⁴ emisiones [ton CO ₂]
Gran Canaria	299,7	167	37,1	95,6		
Lanzarote-Fuerteventura	130,3	97,8	10,3	22,2		
TOTAL sin interconexión	430	264,8	47,4	117,8	-	-
TOTAL con interconexión	430	167	37,1	225,9	65.580	240.053

Fuente: Operador del Sistema (REE, S.A.)

A la vista de la tabla anterior puede concluirse que la interconexión analizada:

- Reduce el mínimo técnico necesario del sistema total en casi 100 MW
- Reduce la necesidad de reserva rodante en 10MW
- Incrementa el margen en valle para la utilización de la potencia renovable (generación eólica hasta el valle) en 108 MW

⁵ Reducción del valor obtenido en el escenario con interconexión respecto del sin interconexión

- Evita unos vertidos de energía renovable de 65.600 MWh/año
- Evita unas emisiones de **240.000 ton CO₂/año por mejora del mix energético**

c) *Enlace Tenerife-La Gomera*

El proyecto de enlace Tenerife-La Gomera tiene una capacidad de 30 MVA y supone una inversión total de 88 M€ (de los cuales, 74 M€ corresponden al cable submarino).

Gráfico 10. Interconexión Tenerife-La Gomera



Fuente: Secretaría de Estado de Energía

Este enlace permitirá abastecer la demanda del sistema Tenerife-La Gomera con un mix de generación menos contaminante y más eficiente que el que actualmente presentan los dos sistemas de forma aislada, como demuestran los resultados de los análisis de planificación con horizonte 2020 que se presentan en la tabla siguiente:

Efectos enlace entre sistemas de Tenerife y La Gomera

Subsistema	Demanda valle [MW]	Mínimo Técnico [MW]	Reserva rodante [MW]	Eólica hasta valle Pgen [MW]	Reducción ⁶ de vertidos [MWh/año]	Reducción ⁵ emisiones [ton CO ₂]
Tenerife	300	196	37,1	68		
La Gomera	6,5	4,9	1,6	0		
TOTAL sin interconexión	306,5	200,9	38,7	66,9	-	-
TOTAL con interconexión	306,5	196	37,1	73,4	31350	2.728

Fuente: Operador del Sistema (REE, S.A.)

A la vista de la tabla anterior puede concluirse que la interconexión analizada:

⁶ Reducción del valor obtenido en el escenario con interconexión respecto del sin interconexión

- Reduce el mínimo técnico necesario del sistema total en 5 MW
- Reduce la necesidad de reserva rodante en 1,6 MW
- Incrementa el margen en valle para la utilización de la potencia renovable (generación eólica hasta el valle) en 6,5 MW
- Evita unos vertidos de energía renovable de 31.400 MWh/año
- Evita unas emisiones de **2.700 ton CO₂/año**

En resumen, como consecuencia de todas las inversiones indicadas en los apartados a), b) y c) anteriores en el Sistema Eléctrico Canario, en un horizonte 2020 con una potencia de generación eólica acorde con el PECAN y disponiendo de las interconexiones planteadas, se producirán los siguientes efectos beneficiosos, directamente relacionados con el OT4 de Economía baja en Carbono:

- Se reducen las emisiones de GEI en **934.200 ton CO₂/año**
- Se aumenta la integración de energía renovable de el 8% actual a un 25%
- Se evitan vertidos de energía renovable en 97 GWh/año
- Se reducen las necesidades de reserva rodante térmica en unos 12MW

Adicionalmente, se lograrán otros efectos muy positivos relacionados con la calidad y seguridad de suministro:

- La mayor eficiencia en los grupos marginales de generación convencional como consecuencia de la puesta en servicio de los enlaces, dado que estos permiten maximizar el uso de las centrales de mayor tamaño y más eficientes. En el caso de Canarias son muy relevantes los incrementos de rendimientos de los grupos marginales que se producirían en el Sistema Fuerteventura-Lanzarote, que pasaría del 24% sin enlaces al 45% con enlaces y en La Gomera, que pasaría del 35% sin enlace con Tenerife al 45% con enlace.
- Se eliminan los cerros de tensión que se ocasionan tras la pérdida de una central en las islas más pequeñas
- Mayor estabilidad en la frecuencia, al sumarse las inercias de la totalidad de los grupos conectados en todas las islas
- Mayor seguridad del sistema eléctrico

En el caso de no realizarse las inversiones descritas en los enlaces y el refuerzo de la red de transporte e invertirse únicamente en instalaciones renovables, se producirían más vertidos de renovables en las Islas Canarias, especialmente en aquellos sistemas más pequeños y aislados, no alcanzándose el incremento óptimo del mix renovable que se desea.

4. Análisis de alternativas y justificación de que la propuesta planteada es la más económica para la mejora en el mix obtenido

Con carácter general, la instalación de infraestructuras de producción de energía eléctrica procedente de fuentes renovables en sistemas aislados presenta tres problemas importantes, más acusados cuanto más pequeño y aislado es el sistema:

- El espacio para su instalación es escaso.

- Dado que el recurso renovable (viento o sol) depende de factores meteorológicos y por consiguiente no es gestionable, y dado que la capacidad de la demanda de los sistemas pequeños y aislados para absorber la generación eléctrica es limitada, se producen vertidos en los momentos en que la producción debida al viento y sol es superior a la demanda. El crecimiento de estos vertidos es exponencial con la instalación de generación renovable (suponiendo que la demanda no se modifica).
- Al no ser gestionable la producción (depende de la existencia del recurso, viento o sol) y tampoco ser almacenable en grandes cantidades (la energía eléctrica se produce y se consume al mismo tiempo), se necesita una generación convencional de respaldo que asegure el suministro.

Lo anterior se traduce en que la instalación de renovables está limitada en los sistemas aislados. Las interconexiones de sistemas aislados incrementan la gestionabilidad del conjunto al permitir derivar la producción de unos a otros y compartir la potencia gestionable de respaldo, minimizando la necesidad de ésta, todo lo cual redundará en un impacto significativo en la reducción de emisiones de CO₂.

En resumen, si se instalan fuentes renovables exclusivamente en sistemas aislados, sin otros sistemas de respaldo, como centrales convencionales o interconexiones, se producirán vertidos de estas energías.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se desarrollan a continuación las especificidades de las actuaciones propuestas en cada uno de los SEP.

a) Sistema eléctrico de las Islas Canarias

La propuesta de actuaciones en Canarias incluye la cofinanciación de parque eólicos, el refuerzo de la red de transporte y las interconexiones necesarias para integrarlas.

En caso de no acometerse el paquete de actuaciones (en tierra) necesario para conectar las instalaciones eólicas dentro de cada isla, actuación que se ha denominado en el documento de referencia "Refuerzo de la Red de Transporte en Canarias", no se podría producir ni un solo MWh de renovable.

De acuerdo con una simulación realizada por el Operador del Sistema, en caso de que sí se acometieran las redes en tierra pero no las interconexiones entre islas se producirían unos vertidos de eólica de unas 500 horas anuales a máxima potencia por saturación de la demanda de cada isla. Ello implicaría la pérdida del 20% de la producción del concurso eólico.

Por consiguiente, se considera que en Canarias **no es posible alcanzar la mejora del mix renovable indicada por otros medios y a un menor coste.**

b) Sistema Eléctrico de las Islas Baleares

En Baleares, la interconexión prevista de Mallorca con la Península reducirá los vertidos renovables producidos en ésta. Estos vertidos en el año 2013 ascendieron a 824 GWh, lo que equivale al 15% del consumo anual de estas islas (ver "Documento de referencia"). Asimismo, los enlaces entre islas y el refuerzo de la red de transporte en cada una de ellas permitirán la instalación de los 190 MW de instalaciones renovables (principalmente fotovoltaica) previstos en el Plan Sectorial de Energías Renovables en Baleares.

Las actuaciones propuestas para Baleares (sin tener en cuenta la potencia renovable del Plan Sectorial de Energías Renovables en Baleares) mejoran por sí mismas el mix del 12% al 40% y tienen un coste total de 1.400 M€, de los que se propone una ayuda FEDER de 66 M€.

De acuerdo con una simulación del Operador del Sistema, para alcanzar el 40% en el mix renovable en Baleares sin realizar las interconexiones, haría falta instalar una potencia renovable adicional de unos 1.100 MW de eólica o unos 1.500 MW de fotovoltaica. Estas instalaciones podrían estimarse al coste de 1€/W por lo que ascenderían a un total de entre 1.100 y 1.500 M€. Adicionalmente, sería necesario el refuerzo de la red de transporte en tierra, que podría estimarse indicativamente en unos 500 M€.

En consecuencia, el coste total de la alternativa de renovables sin interconexiones para alcanzar el 40% del mix en Baleares estaría entre los 1.600 y los 2.000 M€, ⁷frente a los 1.400 M€ de las actuaciones propuestas.

Por consiguiente, en Baleares **las interconexiones propuestas tienen un menor coste que la alternativa de instalar renovables** para obtener la misma mejora del mix.

Adicionalmente, hay que tener en cuenta que esta última alternativa de instalar 1,1 GW eólicos es difícilmente viable. Ello llevaría a una densidad de potencia eólica instalada en el archipiélago de 200 kW/m², mientras que en la España peninsular este dato es de 56 kW/km². Sería necesario buscar muchos emplazamientos con recurso eólico adecuado en el archipiélago, de los que buena parte serían inviables por ser espacios protegidos o por afectar al turismo, del que no debe olvidarse que es el principal motor de la economía balear.

5. Cuantificación de la parte de la inversión directamente relacionada con la reducción de emisiones, y por tanto elegible dentro del OT4

Se ha realizado una evaluación del porcentaje de inversión elegible sobre la base de la valoración económica de las emisiones de CO₂ evitadas a la atmósfera durante toda la vida útil de las instalaciones (que se supone de 40 años). Para ello se han tomado el precio actual de 5€/tCO₂, el precio futuro estimado a 2017 y a más largo plazo.

La reducción de emisiones de CO₂ que se han utilizado como base de cálculo del gasto elegible se ha estimado a través de la siguiente metodología:

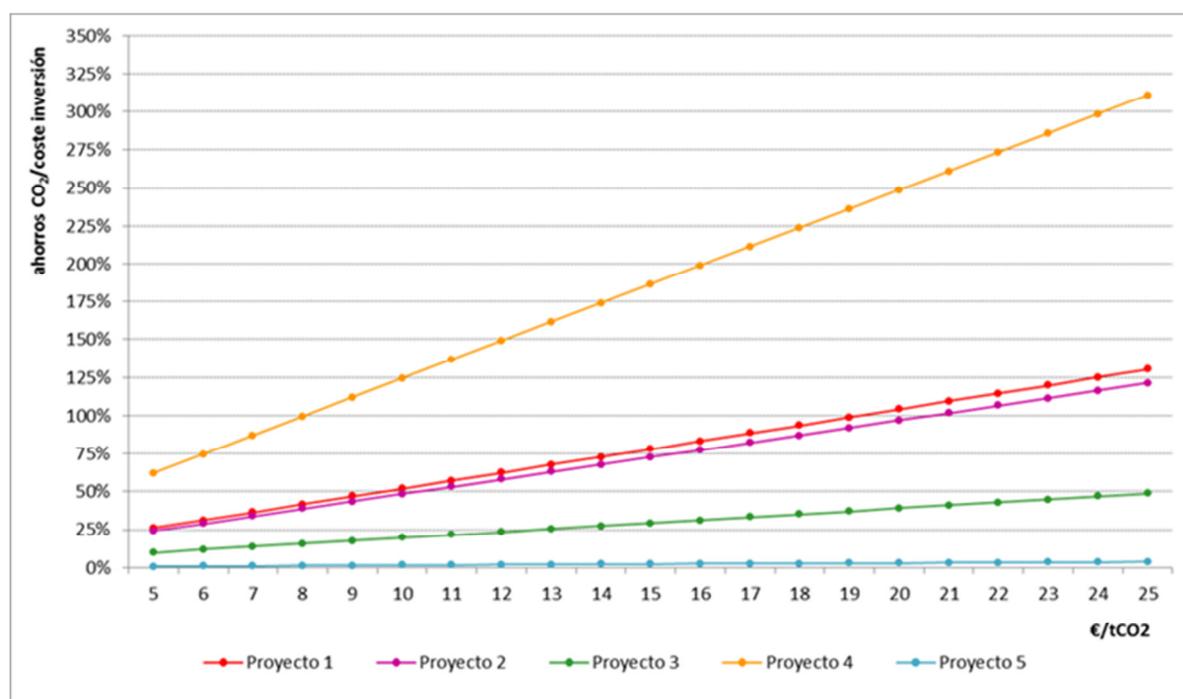
- Para cada sistema eléctrico se ha simulado el despacho económico anual para dos escenarios diferentes: un caso base en el que no se incluye la actuación en estudio y un caso de estudio en el que se incluye dicha actuación, manteniendo el resto de hipótesis de estudio constantes.
- De la simulación del despacho anual, se obtienen los valores de energía generada para los diferentes tipos de generadores así como sus emisiones anuales para ambos escenarios. Los valores de emisiones evitadas cada año por la puesta en servicio de la actuación se han obtenido por simple diferencia entre los resultados de ambos escenarios.

⁷ Esta cifra es, además muy conservadora, ya que no tiene en cuenta el coste del suelo que sería necesario ocupar ni el coste derivado de la afección negativa al turismo que potencialmente tendrían estas instalaciones

- Estos valores se han multiplicado por el precio estimado de la tCO₂ a lo largo de los 40 años de vida útil de las instalaciones, agregándose el coste total de las emisiones evitadas para cada uno de los sistemas considerados.

En base a este cálculo, el porcentaje del coste elegible (directamente vinculado a la reducción de emisiones por incremento de la participación renovable en el mix eléctrico de estos sistemas) es del **24% en Baleares** y del **24% en Canarias**. Ver Gráfico 11.

Gráfico 11. Porcentaje inversión elegible en función del precio de la tCO₂



NOTA: Proyecto 1: Península- Ceuta; Proyecto 2: Integración sistemas eléctricos de Península y Baleares; Proyecto 3: Enlace Gran Canaria-Lanzarote –Fuerteventura; Proyecto 4: Integración eólica Canarias; Proyecto 5: Tenerife-La Gomera

Fuente: Secretaría de Estado de Energía

Se propone la cofinanciación mediante ayuda FEDER de los siguientes porcentajes de las inversiones, los cuales están por debajo de los valores anteriores:

10% en Baleares y 22% en Canarias

Por último, se señala que todas las interconexiones propuestas pertenecen a la red de transporte, competencia de la AGE. Todas ellas están incluidas en el documento de Planificación de la Red de Transporte 2015-2020 del MINETUR, que actualmente se encuentra en trámite de información pública⁸.

⁸<http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2014-2020/Documents/Documento%20COMPLETO.pdf>