



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS DE LAS REPERCUSIONES ECONÓMICAS DE UN SEGUNDO ENLACE HVDC ENTRE LA PENÍNSULA IBÉRICA Y LAS ISLAS BALEARES

Autor: Daniel Campo Pagán

Director: Matías J. Sánchez Mingarro

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis de las repercusiones económicas de un segundo enlace HVDC entre la
península ibérica y las islas baleares

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en
el curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y no ha
sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Daniel Campo Pagán

Fecha: 16/09/2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Matías J. Sánchez Mingarro Fecha: 16/09/2023

ANÁLISIS DE LAS REPERCUSIONES ECONÓMICAS DE UN SEGUNDO ENLACE HVDC ENTRE LA PENÍNSULA IBÉRICA Y LAS ISLAS BALEARES

Autor: Campo Pagán, Daniel

Director: Sánchez Mingarro, Matías J.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El enlace de corriente continua de alta tensión (HVDC, por sus siglas en inglés) es una tecnología utilizada para transmitir grandes cantidades de energía eléctrica de manera eficiente a largas distancias. En España, la interconexión HVDC entre la Península Ibérica y las Islas Baleares ya existe y ha sido clave en el suministro de energía a estas islas desde su puesta en servicio en el año 2012 ofreciendo estabilidad y seguridad al sistema eléctrico balear. Sin embargo, la posibilidad de construir un segundo enlace HVDC ha sido objeto de debate, debido a sus posibles repercusiones económicas a nivel nacional en el sector eléctrico y sus derivados.

Por otro lado, en los últimos años, el prospecto de un escenario climático alarmante ha iniciado una serie de políticas y regulaciones medioambientales, principalmente en forma de reducción de emisiones de CO₂, que han propiciado estrategias a nivel mundial para hacer frente a este problema. Por ejemplo, en la Unión Europea se optó por implementar un sistema de control de emisiones de carbón que busca restringir la cantidad de estas mediante un mercado de créditos que las habilitan.

Dentro del enfoque español destaca una ambiciosa reconversión del sistema eléctrico nacional con especial énfasis en la construcción de plantas de generación de energías renovables. Sin embargo, la expansión de esta tecnología está sujeta a diversos retos como pueden ser los emplazamientos específicos para su generación o la capacidad de transportar dicha energía a los destinos deseados. Un ejemplo de esto son las Islas Baleares que, al ser un sistema aislado, no gozan de la variedad geográfica que existe en la Península y por tanto se debe recurrir al transporte de energía desde la misma.

Por ello, se optó en el 2020 por realizar y publicar los estudios de viabilidad y rentabilidad del segundo enlace HVDC teniendo en cuenta la implementación de la energía renovable en el mix energético del sistema eléctrico balear entre otros beneficios. Además, se añadieron al proyecto la construcción de compensadores síncronos y de baterías de almacenamiento eléctrico en las propias Islas Baleares. En conjunto con la segunda interconexión, se potencia el enlace existente al permitir una mayor capacidad de maniobra en cuanto a la gestión de la generación para poder adoptar un mayor porcentaje renovable.

Este proyecto analiza por tanto los costes asociados a la generación, operación y mantenimiento de las energías no renovables utilizando pronósticos sobre los indicadores principales del sistema eléctrico español en el año 2030. Modelando el problema de forma que se simplifica la difícil tarea de simular el mercado eléctrico en su totalidad, se llegan a dos conclusiones principales que se corroboran con los datos publicados por REE.

La primera: el enlace tiene una rentabilidad muy alta que se ve positivamente influenciada por el encarecimiento de los precios de combustible y derechos de emisión de CO₂. Esto se

debe a que el ahorro en generación incrementa proporcionalmente a la cantidad de energía que se puede transportar y por ende cuanto más cara sea la alternativa más rentable es.

La segunda: el proyecto también repercute favorablemente en la economía de manera indirecta al proporcionar un nivel de seguridad energética reforzada además de una reducción en la cantidad de CO2 emitido. Ambos factores influyen de manera beneficiosa en la sociedad española aportando, a parte de las consecuentes ganancias monetarias, una mejor calidad de vida.

ANALYSIS OF THE ECONOMIC REPERCUSSIONS OF A SECOND HVDC LINK BETWEEN THE IBERIAN PENINSULA AND THE BALEARIC ISLANDS

Author: Campo Pagán, Daniel

Supervisor: Sánchez Mingarro, Matías J.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

High Voltage Direct Current (HVDC) link is a technology used to transmit large amounts of electrical energy efficiently over long distances. In Spain, the HVDC interconnection between the Iberian Peninsula and the Balearic Islands already exists and has been key in supplying power to these islands since its commissioning in 2012 providing stability and security to the Balearic electricity system. However, the possibility of building a second HVDC link has been the subject of debate, due to its possible economic repercussions at national level in the electricity sector and its derivatives.

On the other hand, in recent years, the prospect of an alarming climate scenario has triggered a series of environmental policies and regulations, mainly in the form of CO₂ emission reductions, which have led to worldwide strategies to address this problem. For example, the European Union has opted to implement a carbon emission control system that seeks to restrict the amount of carbon emissions through a market of credits that enable them.

Within the Spanish approach, an ambitious reconversion of the national electricity system stands out, with special emphasis on the construction of renewable energy generation plants. However, the expansion of this technology is subject to various challenges such as specific sites for its generation or the capacity to transport this energy to the desired destinations. An example of this is the Balearic Islands which, being an isolated system, do not enjoy the geographical variety that exists in the Peninsula and therefore must resort to the transport of energy from the same.

Therefore, it was decided in 2020 to carry out and publish the feasibility and profitability studies of the second HVDC link considering the implementation of renewable energy in the energy mix of the Balearic electricity system, among other benefits. In addition, the construction of synchronous compensators and electrical storage batteries in the Balearic Islands themselves were added to the project. In conjunction with the second interconnection, the existing link is strengthened by allowing greater manoeuvrability in terms of generation management to be able to adopt a higher percentage of renewable energy.

This project therefore analyses the costs associated with the generation, operation and maintenance of non-renewable energies using forecasts on the main indicators of the Spanish electricity system in the year 2030. By modelling the problem in a way that simplifies the difficult task of simulating the electricity market in its entirety, two main conclusions are reached that are corroborated by the data published by REE.

The first: the link has a very high profitability that is positively influenced by the increase in fuel prices and CO₂ emission rights. This is because the savings in generation increase proportionally to the amount of energy that can be transported, and therefore the more expensive the alternative, the more profitable it is.

Second, the project also has an indirect positive impact on the economy by providing a level of enhanced energy security and a reduction in the amount of CO₂ emitted. Both factors have a beneficial influence on Spanish society, providing, in addition to the consequent monetary gains, a better quality of life.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Justificación.....	5
1.2 Objetivos	5
1.3 Metodología.....	7
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	9
Capítulo 3. Modelado del problema	12
3.1 Funcionamiento del sistema eléctrico español	12
3.1.1 Seguridad del suministro eléctrico.....	12
3.1.2 Regulación y normativa actual.....	12
3.1.3 Financiación.....	15
3.1.4 Energías renovables y descarbonización	15
3.1.5 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	18
3.2 Sistema eléctrico español actual.....	19
3.2.1 Infraestructura de Transporte Balear y Enlace Peninsular.....	19
3.2.2 Potencia instalada Islas Baleares	20
3.2.3 Generación y Demanda en las Islas Baleares.....	22
3.3 Sistema eléctrico español a futuro.....	27
3.3.1 Instalaciones de Generación	27
3.3.2 Precios de combustibles	28
3.3.3 Grupos adicionales.....	29
3.3.4 Exploración de dificultades.....	33
Capítulo 4. Análisis de Resultados.....	34
4.1 Escenarios de partida.....	34
4.1.1 Componentes	34
4.1.2 Consideraciones adicionales.....	35
4.1.3 Escenario A	36
4.1.4 Escenario B	36
4.1.5 Comparación escenarios	36
4.2 Estudios	37

4.2.1 Formulación	37
4.2.2 Hipótesis Utilizadas.....	37
4.2.3 Estudios	39
4.2.4 Resultados	40
Capítulo 5. Conclusiones.....	41
Capítulo 6. Glosario.....	42
Capítulo 7. Bibliografía.....	43

Índice de figuras

Figura 1. Evolución precio RCDE UE en los últimos 10 años (Tradingeconomics)	17
Figura 2. Potencia instalada en Baleares (REE)	20
Figura 3. Evolución de la generación solar fotovoltaica en Baleares (REE)	21
Figura 4. Evolución Demanda en Baleares y ENL-PEN-IBA periodo punta (REE)	23
Figura 5. Evolución Demanda en Baleares y ENL-PEN-IBA periodo valle (REE)	25
Figura 6. Sistema eléctrico balear con interconexiones y baterías (REE).....	31
Figura 7. Distribución energética en caso base frente al caso en falta E1 C1	32

Índice de tablas

Tabla 1. Pronósticos de evolución del precio de las RCDE UE (Reuters).....	16
Tabla 2. Generación en Islas Baleares para casos punta y valle en instante pico (REE)	26
Tabla 3. Comparativa entre las previsiones del mix de generación en 2030 (REE)	27
Tabla 4. Precios combustibles y Emisiones CO2 escenario 2030 (REE).....	28
Tabla 5. Coste generación por tecnologías escenario 2030 (REE).....	29
Tabla 6. Evolución potencia instalada y enlace en 2030.....	38
Tabla 7. Datos relevantes a los Estudios a analizar	39
Tabla 8. Tabla de resultados de los diferentes Estudios.....	40

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 JUSTIFICACIÓN

La construcción del enlace es un acontecimiento que sucederá en los próximos años y, aunque se conoce que traerá consigo unos beneficios, se quiere estudiar en profundidad sus efectos a nivel económico de una forma más detallista prestando atención a factores tanto a nivel nacional como a nivel insular.

En este proyecto se analizarán las repercusiones económicas de la construcción, implementación, puesta en servicio y mantenimiento de esta segunda interconexión. La finalidad es dar un resultado en base a un análisis coste-beneficio multicriterio que tendrá en cuenta temas como la integración de RES, la ENS, emisiones de CO₂ o los impactos medioambientales y sociales del proyecto.

Los softwares que podrían simular los impactos económicos, como podrían ser el modelo DENIO desarrollado por BC3 o el programa de simulación Antares desarrollado por RTE, son de alta complejidad. Por ello se ha optado por romper el proceso de simulación en partes más reducidas que en su conjunto describirían la situación actual y la del horizonte de los próximos años.

Se despreciarán los análisis técnicos propios de un proyecto de aspecto más enfocado a los detalles eléctricos de diseño y por tanto se asumirán como válidas las soluciones propuestas por REE, aunque sí se explicará el porqué de aquello que es de suma importancia al conjunto del proyecto.

1.2 OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo es la evaluación del impacto económico que resulta de la construcción del segundo enlace tanto a nivel nacional como a nivel local en las Islas

Baleares. Los objetivos del enlace son también los del proyecto, pero se realiza un enfoque sobre cómo de rentable es llegar a cumplirlos haciendo un seguimiento del proceso hasta su finalización.

Se pueden descomponer en los siguientes:

- **Beneficio económico:** reduciendo el coste de producción al moverse ésta a la Península se beneficia al consumidor a nivel nacional. Se reducen los costes tanto de los combustibles como de los tipos de centrales que deben de generar la energía. La energía en la Península es en su mayoría de origen renovable, careciendo así de la necesidad de los derechos de emisión, además de tener unos costes de operación y mantenimiento menores que los de la zona insular.
- **Reducción de emisiones:** Se descarboniza el sistema español en conjunto debido a la posibilidad de expansión de energías renovables en la Península por dos razones: hay más energía renovable y menos emisiones directas desde Baleares. Al mover el grosso de la generación a la zona peninsular se puede recurrir a la amplia oferta de generación renovable que existe en comparación con aquella en la zona de Baleares. Los grupos que existen en Baleares son en su mayoría emisores de CO₂ y por tanto si se reduce la generación en las islas se reduce directamente la cantidad gases emitidos.
- **Seguridad y fiabilidad energética:** Se mejora la seguridad del sistema eléctrico en Baleares, suministro más fiable, y también se refuerza en el ámbito nacional. Cuanto más interconectado está un sistema más posibilidades existen para redirigir la generación en casos de fallos en cualquier punto del sistema. El sistema eléctrico a nivel nacional se beneficia, pero el gran aventajado es el sistema balear que obtiene un nivel de interconexión mayor de tal forma que deja de ser un sistema tan aislado con todas las ventajas que esto conlleva.

1.3 METODOLOGÍA

Se tendrán por principales pasos:

Recolección de datos, Modelización, Análisis coste-beneficio, Evaluación medioambiental, Análisis regulatorio.

Recolección de datos sobre la demanda eléctrica, mejoras en la eficiencia y construcción de nuevas instalaciones. Esto se hará mediante curvas de demanda generales y de días concretos, además de estadísticas históricas para el pronóstico de la evolución del sistema eléctrico. También, adquirir información sobre políticas energéticas, normativas medioambientales e indicadores económicos

Análisis coste-beneficio multicriterio: Llevar a cabo un análisis para evaluar la viabilidad económica del proyecto además de calcular los costes de generación, los gastos operativos y los ingresos potenciales derivados del aumento del comercio de energía. Otros criterios serían: el cumplimiento de normativa, la seguridad del suministro eléctrico o la maximización de la red existente.

Evaluación medioambiental: Realizar una evaluación del impacto ambiental, teniendo en cuenta factores como las emisiones de carbono, la alteración del ecosistema marino y el uso del suelo.

Análisis regulatorio: Analizar las políticas y legislaciones energéticas pertinentes a nivel regional, nacional y europeo. Evaluar cómo se alinea el enlace propuesto con estas políticas e identificar cualquier obstáculo o incentivo normativo.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Actualmente el sistema eléctrico español está en plena transición hacia un nuevo modelo que busca integrar las energías renovables, principalmente la solar fotovoltaica y la eólica, para reemplazar los métodos de generación más contaminantes como es el caso del carbón. Por ello, se está remodelando el sistema eléctrico español en su conjunto para hacerlo más sostenible desde el punto de vista medioambiental, siempre que sea sin comprometer el funcionamiento habitual en cuanto a la calidad y seguridad del suministro eléctrico en todo el territorio nacional.

Esto conlleva un gran reto ya que debido a la variedad geográfica que existe en España se recurren a distintos tipos de generación en diferentes zonas del país, siempre buscando una mayor adaptación a las condiciones que ofrezca el terreno en cuanto a recursos y condiciones meteorológicas. Además, al no generarse y consumirse la misma energía dentro de una misma región, se busca transportar energía, a través de una red mallada que se expande por todo el país, desde zonas con superávit de generación a aquellas con déficit.

Con esto ya surge el primer problema debido a que existen restricciones para el correcto funcionamiento del sistema y la capacidad máxima de las líneas eléctricas de transporte es una de ellas. Si por ejemplo se instalasen parques eólicos en el norte del país mientras que se cerrasen centrales de carbón en el sur, habría que transportar una energía a lo largo del territorio que antes no era necesaria llevar al consumirse localmente.

En el caso de las Islas Baleares, se carece de una fuerte conexión a la Península ya que hoy en día existe un solo cable HVDC con una capacidad máxima de 400 MW. Esto se traduce en que la cantidad de energía que se puede enviar desde la Península en cualquier instante es finita y además es muy baja en proporción al consumo total insular.

Este primer enlace se hizo con tecnología HVDC Classic que utiliza LCC (Line-Commutated converter) que es predecesora de la nueva tecnología VSC (Voltage-sourced converter). El funcionamiento básico de cada una de las tecnologías es el siguiente:

- LCC está basado en la utilización de tiristores como semiconductores. Esto significa que se limita el control de potencia a solo potencia activa y que no se tiene la capacidad de hacer un Black Start. Para el control en reactiva y el Black Start se deben emplear compensadores síncronos o la electrónica de potencia mediante un FACTS (Flexible AC transmission system) para incrementar la potencia de cortocircuito.
- VSC emplea IGBTs (Insulated-gate bipolar transistor) como semiconductores. Esto permite tener control de potencia tanto activa como reactiva y se tiene la capacidad de hacer un Black Start.

Para ampliar la interconexión se estipula en el PNIEC 2021-2030 un segundo enlace bipolar de tipo 2x200MW, de nueva tecnología VSC, que tendría como puntos de conexión las subestaciones de Fadrell en Castellón y la de Sant Martín en Mallorca y con una extensión estimada en los 405 km siendo 389 km de tipo submarino. Con este nuevo enlace se pretende reforzar la interconexión y así poder alcanzar un mayor intercambio de energía desde la Península, que en su gran mayoría sería de origen renovable, buscando así cerrar las centrales de ciclo combinado que existen en las islas.

Todo esto se hace con una finalidad en mente: alcanzar el 100% de penetración renovable en las Baleares para el año 2050. Este objetivo se estipuló en la Ley 10/2019, del 22 de febrero, de cambio climático y transición energética de las Islas Baleares y mediante la cual se intenta que toda la energía final consumida en el territorio balear sea de origen renovable. Existe además un punto de referencia intermedio que exige que para el año 2030 se alcance el 35% del origen renovable por lo que se están llevando a cabo grandes esfuerzos para poder cumplir dichos objetivos en el plazo establecido, un ejemplo de esto es la planificación de nuevos compensadores síncronos las Baleares que ayudarían a la gestión de la generación.

Por otra parte, es importante destacar que actualmente no existe ningún tipo de almacenamiento eléctrico en el sistema español en forma de baterías eléctricas, aunque si que está planificada su construcción en las Islas Baleares, sino que solo existe la gran hidráulica como forma fiable y eficiente de almacenar energía. Esto se puede llevar a cabo en periodos de excesiva generación en comparación con la demanda y se hace mediante el bombeo de agua al embalse aguas arriba utilizando de esta manera energía eléctrica sobrante y transformándola en energía potencial que puede ser turbinada en un futuro donde se requiera mayor generación.

Capítulo 3. MODELADO DEL PROBLEMA

3.1 *FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL*

3.1.1 SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

La seguridad del suministro de un sistema eléctrico se refiere a la capacidad de que no haya cortes o ceros en la cobertura de la demanda. Según se estipula en la Planificación 2021-2026¹, el indicador de seguridad de suministro se calcula utilizando la ENS (MWh/año) con la actuación debida y sin ella. Además, el valor monetario de la pérdida de suministro se obtiene multiplicando el valor anterior por el precio de 6350 €/MWh, siendo esta la estimación más reciente en cuanto al valor por pérdida de carga (VOLL). En el caso del sistema balear, al ser este un sistema no peninsular, si el valor de la ENS es nulo, se calcularía con el margen de cobertura adicional que se obtendría con la actuación a evaluar. Esto quiere decir que, en caso de interconectar el sistema, los MW que no serían necesarios instalar, con sus consiguientes costes de generación, operación y mantenimiento, son aquellos que se monetizan y por tanto los que a modo de ahorro representan al indicador.

3.1.2 REGULACIÓN Y NORMATIVA ACTUAL

3.1.2.1 *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*²

Este documento se emitió el día 20 de enero 2020 y representa una serie de objetivos fijados por la Unión Europea, que obliga a cada estado miembro a elaborar un plan nacional, con la idea de adherirse al Acuerdo de París, siendo este un programa ambicioso de protección del medioambiente a través de la descarbonización. Los principales objetivos del PNIEC son los siguientes:

¹ https://www.planificacionelectrica.es/sites/webplani/files/2023-02/REE_Plan_Desarrollo.pdf

² https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

- 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Además, se resaltarán los dos extractos adicionales:

- “El PNIEC de España identifica los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: la descarbonización, incluidas las energías renovables; la eficiencia energética; la seguridad energética; el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad.” (PNIEC)

Todos estos puntos son de suma importancia y el segundo enlace con el sistema eléctrico balear los cubre y refuerza de una manera u otra como se analizará más adelante.

- “El Plan prevé, en ese sentido, que la contribución de las centrales de combustible fósil ubicadas en sistemas eléctricos aislados se reduzca al menos un 50% para el año 2030.” (PNIEC)

Este punto resalta dos ideas importantes: los sistemas eléctricos aislados son un problema ya que su consumo de combustible fósiles, siendo estos los más contaminantes, es muy elevado debido a la naturaleza aislada; de ser posible, se deben interconectar suficientemente los sistemas mencionados para integrarlos y así paliar los problemas de aislamiento como tal.

3.1.2.2 Real Decreto 738/2015³

Este real es el responsable de regular la actividad de generación de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de territorios no peninsulares. En él se estipulan aspectos como los regímenes económicos, de operación o de mantenimiento por lo que es de suma importancia tener en cuenta sus artículos a la hora de analizar el impacto económico de la segunda

³ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-8646

interconexión. Algunos destacables serían los relativos a precio de combustible, el régimen de funcionamiento o a las instalaciones y sus respectivas potencias instaladas y costes asociados de mantenimiento u operación.

3.1.2.3 Ley 10/2019 de cambio climático y transición energética. ⁴

Esta es una ley que únicamente afecta a las Comunidad Autónoma de las Islas Baleares y, como su nombre indica, se basa en su totalidad en la gestión de la energía eléctrica para favorecer una transición hacia un sistema eléctrico con penetración renovable. En el artículo 2 se estipulan las finalidades de la ley de las cuales las más destacables con referencia a la interconexión son las siguientes:

- “La estabilización y el decrecimiento de la demanda energética, priorizando, en este orden, el ahorro energético, la eficiencia energética y la generación con energías renovables.” (Ley 10/2019 IB)
- “La reducción de la dependencia energética exterior y el avance hacia un escenario con la máxima autosuficiencia y garantía de suministros energéticos.” (Ley 10/2019 IB)

3.1.2.4 Borrador PNIEC 2023-2030

Se debe clarificar que existe una versión actualizada (actualmente en fase de borrador) del PNIEC aprobado en el año 2020, el PNIEC 2021-2030, y que abarca temporalmente el periodo 2023-2030. Este último se publicó el 28 de junio de 2023 y por tanto tiene datos mucho más recientes, aunque está a falta de consulta pública. Lo que no necesita verificación ni aprobación pública son los pronósticos y datos aportados por MITECO y REE en este último documento y por tanto se considerarán como los veraces a efectos del análisis final del proyecto del segundo enlace entre la Península y Baleares.

⁴ <https://www.boe.es/buscar/pdf/2019/BOE-A-2019-5579-consolidado.pdf>

3.1.3 FINANCIACIÓN

La financiación de este proyecto está estipulada en el PNIEC y por tanto recibe financiación pública de la UE y del Gobierno de España, en concreto, a través del MITECO.

Según queda reflejado en la Planificación 2021-2026, que busca acatar el PNIEC 2021-2030, las Islas Baleares reciben un total de 1.169 millones de euros, representando el 17% del presupuesto total.

Además, en el PNIEC 2023-2030, este último se publicó en formato borrador el 28 de junio de 2023, aunque está a falta de consulta pública, queda reflejado el Real Decreto 451/2022 que habilita destinar 197 millones de euros para apoyar la energía sostenible. Esto incluye programas de ayudas, financiación de congresos y jornadas o inversiones en programas de índole medioambiental.

En resumen, se financia con la idea de promover proyectos de generación, autoconsumo, flexibilidad energética, almacenamiento y gestión de la demanda con el fin de promover un beneficio socioeconómico para los baleares y los españoles.

3.1.4 ENERGÍAS RENOVABLES Y DESCARBONIZACIÓN

3.1.4.1 Régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea (RCDE UE)

La Unión europea puso en funcionamiento en el año 2005 un sistema mediante el cual se requiere un permiso a modo de “derechos” para poder emitir CO₂. Se basa en un sistema de créditos finitos que saca la Unión Europea cada año y que, al haber una oferta finita, fluctúa su precio según el mercado por las leyes de oferta y demanda. Desde el 2021 se subasta el 57% de créditos mientras que el resto se proporciona de manera gratuita atendiendo a valores de referencia del 10% de instalaciones con mejor rendimiento, el riesgo de fuga de CO₂ y de la actividad histórica de cada instalación. Cada crédito permite a la entidad que lo tenga en su posesión emitir una tonelada de CO₂ para ese año en concreto sin distinguir entre la industria de la que provenga.

El objetivo de estos “derechos” es disminuir paulatinamente las emisiones totales en la UE mientras que se incentiva la apuesta por las energías renovables y aquellas que no emitan CO₂. Esto se debe a que cada año se emiten menos créditos al mercado y por tanto la única solución rentable para las empresas emisoras es descarbonizar y optar por soluciones menos contaminantes.

En el periodo comprendido entre 2013 y 2020 se estaba en la denominada fase 3 en la que las emisiones totales estaban limitadas y se reducían con un factor lineal de 1.74% anualmente. Desde el 2021 hasta el 2030 se entra en la fase 4 y el factor es más ambicioso ascendiendo a una reducción del 2.2% anual.

Para ponerlo en contexto en el 2021 se tenían 1.57 billones de permisos, cada uno de ellos permitiendo emitir una tonelada (por tanto, se podían emitir 1.57 billones de toneladas de CO₂), con un factor de reducción lineal de 43 millones de derechos ese año.

Es importante destacar el hecho de que, si una empresa emite más toneladas de las permitidas por sus permisos adquiridos, se deberá pagar una multa valorada en 100€/tonelada emitida de CO₂, siendo este valor ajustado según el Índice de Precios al Consumidor (IPC) de la Unión Europea, además de comprar y pagar los permisos asociados a las respectivas emisiones.

Para la estimación de precios a futuro se requiere un extensivo estudio del mercado eléctrico en todos sus ámbitos y por tanto se toma como dato los dos pronósticos publicados por Reuters del año 2023, uno en el mes de abril y el otro en el mes de julio mostrado en la siguiente figura:

(€/tn)	Abril	Julio
2023	81.40	85.58
2024	94.14	92.68
2025	102.24	100.28

Tabla 1. Pronósticos de evolución del precio de las RCDE UE (Reuters)

Extrapolando de manera lineal se puede obtener una aproximación de los valores en el año 2030 de un valor cercano a los 145 €/tn. Sin embargo, no se puede considerar esto una buena

aproximación debido a que, aunque la reducción en el número de créditos emitidos es lineal, los mercados fluctúan y eventos a nivel mundial pueden alterar rápidamente el precio. Esto se puede ver a continuación:



Figura 1. Evolución precio RCDE UE en los últimos 10 años (Tradingeconomics)⁵

En este gráfico se observa una media en el último año próximo a los 90 €/MW, no obstante, lo más importante es que el precio de los créditos siempre tiene una tendencia a incrementar su precio y presenta oscilaciones propias de un mercado libre sobre el que se puede especular.

Cabe destacar que los pronósticos realizados por REE en los años 2020 y 2023 para el año 2030 son de 34.7 y 76 €/tn CO₂ respectivamente difiriendo en gran medida de los dos valores anteriores. Por ello, en los cálculos de costes de producción regirán como base los datos de REE para que pronósticos de generación, potencia instalada y precios se hagan en base a una sola fuente conjunta.

⁵ <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>

3.1.5 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

En este proyecto se enfocan principalmente tres ODS:

- ODS 7 - Energía asequible y no contaminante: Se busca garantizar el acceso a una energía fiable, sostenible y moderna mediante la creación del segundo enlace. Además, se hace más asequible al reducir el coste total de la energía a nivel nacional, porque se reduce el balear, a la par que las emisiones se ven reducidas.
- ODS 9 - Industria, innovación e infraestructuras: La industria balear en su totalidad se ve positivamente afectada al garantizar un suministro más seguro en las islas. Por otro lado, el enlace es una innovación sobre el anterior al emplear una tecnología más puntera y moderna contribuyendo a la construcción de una infraestructura completa.
- ODS 13 - Acción por el clima: Se estudia la emisión de carbono que se ahorra, frente a la huella resultante de su construcción, en cuanto se ponga en servicio este enlace y como a futuro es una forma de reducir las emisiones anualmente de forma pasiva.

3.2 SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL ACTUAL

3.2.1 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE BALEAR Y ENLACE PENINSULAR

Cuando se redactó el Real Decreto 738/2015 la red de transporte balear estaba compuesta por dos subsistemas eléctricos: Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera. Estos subsistemas se unieron en el año 2016 mediante el doble enlace denominado Mallorca-Ibiza que tiene una longitud de 123km, 115 km son bajo el mar, y emplea la tecnología de corriente alterna a una tensión de 132kV.

El subsistema Mallorca-Menorca se rompió por lo que se construyó en el 2020 uno nuevo. Este está formado por un cable tripolar de 132 kV y conecta las subestaciones de Ciudadela, Menorca, y la de Cala Mesquida, Mallorca. Tiene por longitud total 41,7 km siendo la mayoría submarino, un total de 29,2 km, y los tramos terrestres están soterrados.

Con respecto al subsistema Ibiza-Formentera se ha puesto en servicio en el 2023 el nuevo enlace en corriente alterna de 132kV entre las subestaciones de Formentera y de Torrent. Con ello se prevé reforzar y aportar seguridad al subsistema en caso de fallo técnico, ya sucedió que en el año 2022 se tuvieron que realizar reparaciones en el cable existente debido al daño causado por un ancla de barco.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, a efectos del análisis se considerará al sistema eléctrico balear como un sistema eléctrico único, y se despreciarán las posibles adversidades causadas por las interconexiones internas de los subsistemas y entre los mismos ya que no son comparables a los efectos de la interconexión con la Península en cuanto a potencia transportada.

Este sistema eléctrico balear se interconecta con el peninsular mediante el cable actual que se puso en funcionamiento en el año 2012 y está compuesto por dos individuales de 200 MW de tipo bipolar con un tercero a modo de retorno metálico. Tiene por extremos la subestación de Morvedre en Sagunto, Valencia y la subestación de Santa Ponsa en Calviá, Mallorca, haciendo que la longitud sea de 244 km con más del 97% siendo tramo submarino.

3.2.2 POTENCIA INSTALADA ISLAS BALEARES

En el territorio insular existen principalmente 4 tipos de centrales: carbón, diésel, gas y ciclo combinado. Actualmente, se han dejado de construir nuevas centrales de cualquiera de estos tipos y solo están en construcción centrales de generación a base de solar fotovoltaica.

A continuación, se muestra la evolución de la potencia instalada en los últimos 5 años en el territorio Balear:

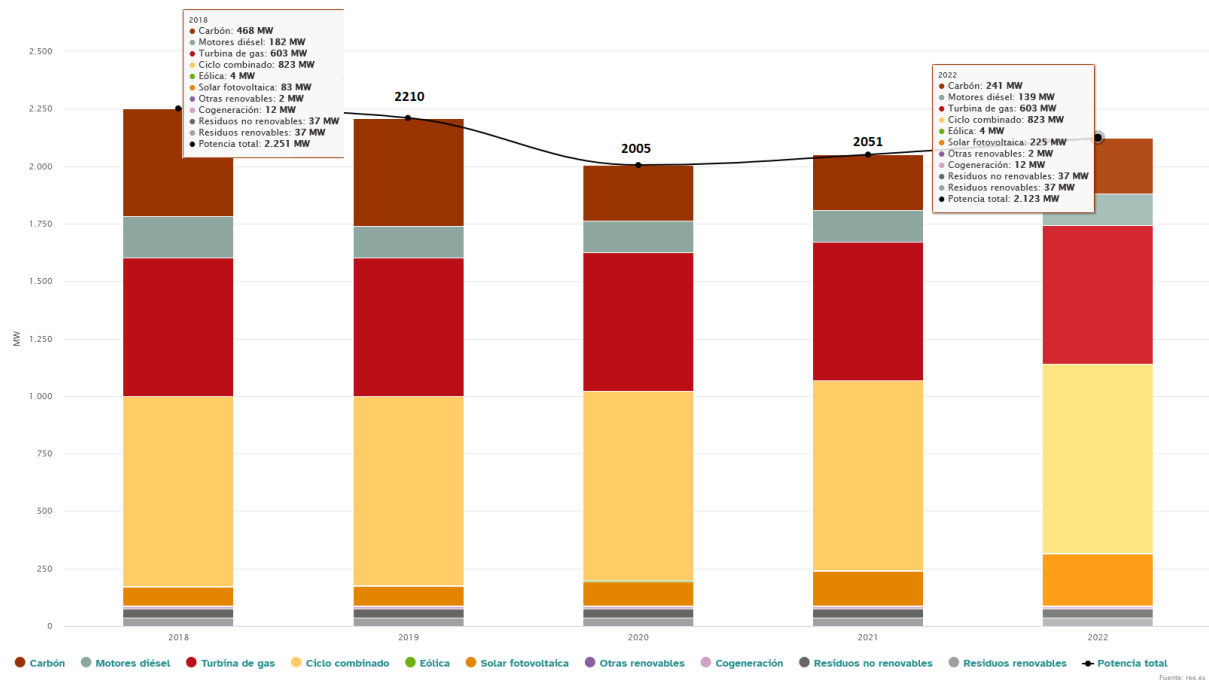


Figura 2. Potencia instalada en Baleares (REE)

Del gráfico se obtiene la siguiente información:

- Solo existen cambios en 3 tipos de generación: Carbón, diésel y solar fotovoltaica.
- Por la ley 10/2019 de las Islas Baleares se procede al cierre en el año 2019 del diésel.
- Por la misma ley se procede al cierre en el año 2020 de las centrales de carbón, se pasó de 4 a 2, reduciendo a casi la mitad la potencia instalada. Al ser la segunda proporción más grande los efectos en la total son considerables.
- La solar fotovoltaica crece de forma rápida en este periodo de 5 años como se puede ver a continuación

3.2.2.1 Solar fotovoltaica

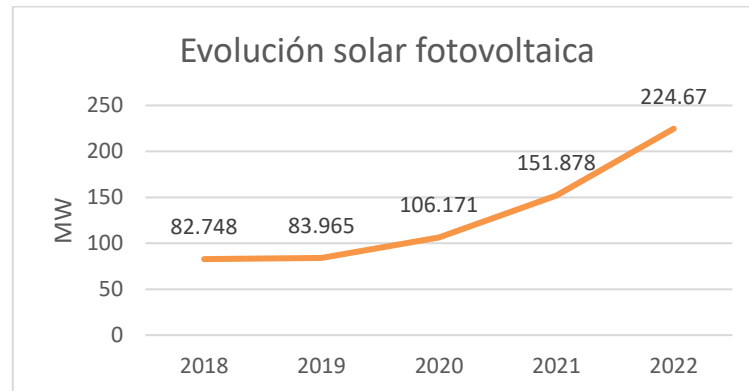


Figura 3. Evolución de la generación solar fotovoltaica en Baleares (REE)

Este gráfico muestra un resultado esperado ya que en todo el territorio nacional se aumenta la cantidad de fotovoltaica que pasa de los 23400 MW hasta los 30000MW. Sin embargo, en Baleares incrementa de forma más rápida casi triplicando la potencia instalada del 2018 siguiendo la evolución positiva que existe en el territorio español.

Surgen tres problemas que harán que esta curva se ralentice hasta que deje de crecer:

- El suelo es finito especialmente en zonas insulares y especialmente en Baleares como prima el turismo se prefiere emplear el terreno o para servicios turísticos o para preservar la naturaleza y así atraer al turismo.
- La oferta de fotovoltaica y consecuente generación solo puede ocurrir durante las horas de luz solar por lo que se restringe enormemente su flexibilidad. Esto quiere decir que, aunque se quiera seguir implementando la solar fotovoltaica, habrá un límite técnico al que puede pertenecer este tipo de generación en el mix energético. (Esto ya no solo afecta al sistema eléctrico Balear sino también al nacional; se siguen requiriendo centrales base y centrales punta de cogeneración.)
- La cantidad de solicitudes de promotores de parques fotovoltaicos, a día 31 de agosto de 2023, asciende a alrededor de 200 MW, pero predomina el autoconsumo por lo que no se puede contabilizar la totalidad de esta cuantía.

3.2.2.2 Centrales de carbón

Los grupos de mayor potencia neta en el sistema eléctrico Balear son los de Alcudia 5 y 6 siendo estos dos de 120,6 MW con un combustible a base de carbón. Debido a la normativa europea esta central está prevista que cierre antes del 2030 por lo que no es el caso máximo para analizar. Las siguientes de tipo distinto al combustible del carbón son las de ciclo combinado de Ca's Tresorer TV y TV2 con una potencia de 72,5 MW cada una.

En caso de falta de una de las dos se debería poder importar ese valor desde la península o recurrir a baterías de almacenamiento eléctrico previamente instaladas en las Baleares.

3.2.3 GENERACIÓN Y DEMANDA EN LAS ISLAS BALEARES

Para el estudio concreto de dos fechas (viendo la generación, su mix y el empleo del cable) se analizarán los siguientes dos casos:

- Caso I: Periodo punta en conjunto con el pico a nivel diario
- Caso II: Periodo valle en conjunto con el pico a nivel diario.

Según el Real Decreto 738/2015, en el Anexo V, se estipula en el punto 2 que el periodo punta para las Baleares se comprende entre los meses de junio y septiembre mientras que el periodo valle son los meses de marzo, abril mayo y noviembre.

Por ello se escoge buscar la demanda máxima horaria en el año 2022 para el Caso I, siendo este el último completo, en los periodos comprendidos entre el 1 de junio y el 30 de septiembre y entre el 1 de marzo y el 31 de mayo del 2023 para el Caso II (se obvia el mes de noviembre debido a que existen cambios significativos en la estructura del sistema eléctrico y en el mercado eléctrico en un periodo de más de medio año).

3.2.3.1 Caso I

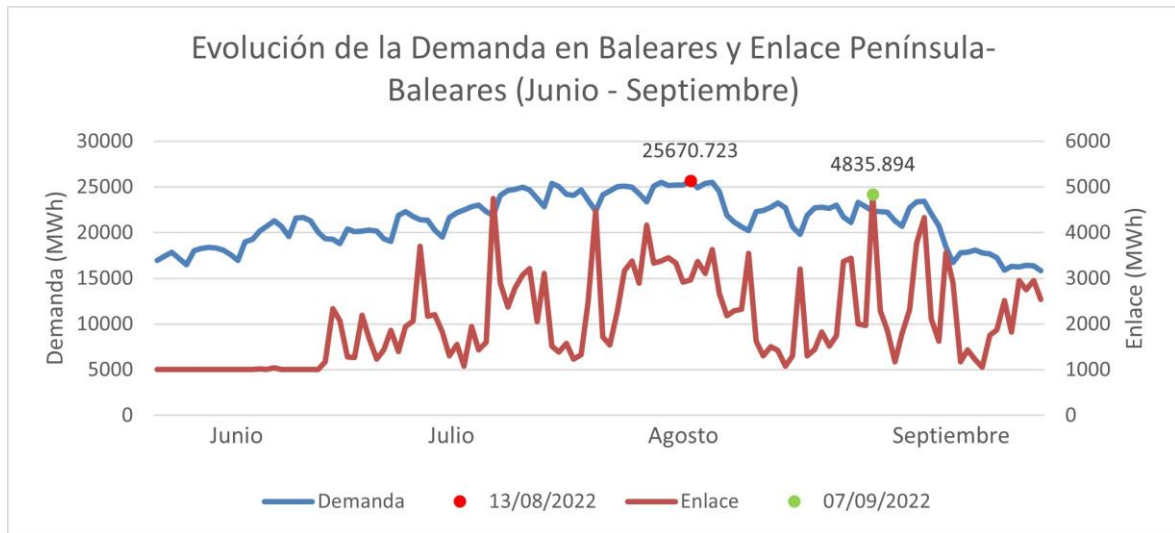


Figura 4. Evolución Demanda en Baleares y ENL-PEN-IBA periodo punta (REE)

Cabe destacar lo siguiente:

- El aplanamiento del enlace al principio pertenece al periodo comprendido entre el 13 de julio de 2021 y el 24 de junio de 2022 en el cual se estableció un mínimo técnico que al principio era de 1230MWh y que a partir de diciembre fue de 1000MWh. Este mínimo técnico es para el correcto funcionamiento de la instalación en condiciones especiales para no forzar una parada y un consecuente arranque en caso de pérdida de generación en las islas, caso en el que se debería suplir esa falta de energía.
(El 30 de junio entró en vigor las medidas de restricción de gas y por tanto no compensaba utilizar el enlace)
- Los picos descendentes en la curva de demanda son periódicos y de una magnitud parecida. Esto se debe a que suceden cada domingo cuando la industria se paraliza en gran medida por jornada de descanso y por tanto la demanda baja considerablemente.

- La curva del enlace no tiene correlación directa con la curva de demanda en su forma, es decir, si hay incrementos de demanda en un día específico la capacidad del enlace no es capaz de adaptarse para contribuir más y por tanto suplir esa falta.
- Se tiene por media una potencia en el uso del enlace de 85,57 MWh mientras que la media de demanda es de 888,4 MWh.
- Se explorará en mayor detalle el día con máxima demanda en Baleares en este periodo. Esta fecha se corresponde al día 13 de agosto de 2022 que tiene un valor de 25671 MWh (equivalen de media aproximadamente 1070 MW) con un pico máximo ocurriendo a las 21:20 de 1303 MW.

3.2.3.2 Caso II

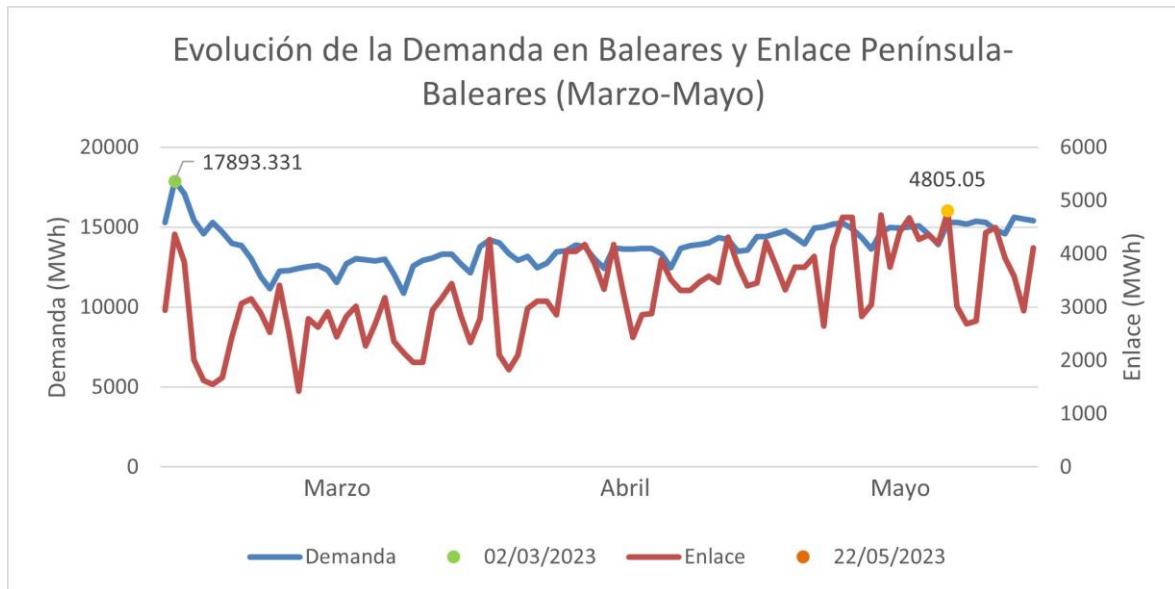


Figura 5. Evolución Demanda en Baleares y ENL-PEN-IBA periodo valle (REE)

Cabe destacar lo siguiente:

- El primer pico se debe a que entre los días de 27 febrero y el 3 de marzo hubo un temporal provocado por la tormenta 'Juliette' lo que dejó avisos naranjas y rojos a nivel meteorológico.⁶ A su paso dejó acumulaciones de nieve hasta cotas del nivel del mar por lo que las tareas de mantenimiento y seguridad además de domicilios particulares provocaron una subida intensa de consumo eléctrico.
- La tendencia general de las curvas se asemeja mucho al caso punta con la gran diferencia siendo que en este caso los valores promedios son menores, se tiene por media una potencia en el uso del enlace de 135.41MWh mientras que la media de demanda es de 577.6 MWh.
- La fecha del pico, y estudio, se corresponde al día 2 de marzo de 2023 que tiene un valor de 17893 MWh (equivalen de media aproximadamente 746 MW) con un pico máximo ocurriendo a las 20:35 de 1000 MW.

⁶ https://www.aemet.es/es/conocerlas/borrascas/2022-2023/estudios_e_impactos/juliette

3.2.3.3 Comparativa día periodo punta (13/08/2022) y día periodo valle (02/03/2023)

A continuación, se muestra la generación en el momento de generación punta en ambos casos y su distribución en bases porcentuales:

(MWh)	Enlace	Ciclo Combinado	Gas	Diésel	Resto de generación	Total
Caso I	292.6	659.9	202.2	106.3	53.2	1314.2
	22.3%	50.2%	15.4%	8.1%	4.1%	
Caso II	294.8	553.6	70.9	47.8	32.8	999.9
	29.48%	55.37%	7.09%	4.78%	3.28%	

Tabla 2. Generación en Islas Baleares para casos punta y valle en instante pico (REE)

Se sacan las siguientes conclusiones de dicha tabla:

- En la generación Balear predomina el ciclo combinado con más de un 50% seguida del gas y el diésel. Las energías no renovables suman en total más del 75% de la generación en ambos casos.
- El enlace está funcionando con una capacidad próxima a su máximo técnico con un valor cercano a los 300 MW, pero no llega a aportar 30% de la generación total en las islas. Esto hace que el mix de generación en la Península dictamine la proporción de consumo total de renovable en Baleares (en ambos casos la generación renovable peninsular es puramente eólica e hidráulica con valores totales de 33% y 45% respectivamente). Si se extrapolan las proporciones de enlace y generación RES, multiplicándolas se obtienen porcentajes de 7% y 13% respectivamente. Esto dista mucho de los objetivos, cercanos al 35%, pero se observa que cuanto más generación peninsular mejor es en términos de ahorro en emisiones independientemente de época y consecuentemente de demanda total o nivel de carga del enlace.

3.3 SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL A FUTURO

3.3.1 INSTALACIONES DE GENERACIÓN

3.3.1.1 Sistema eléctrico nacional

El mix energético total anual en 2030 cuenta con dos pronósticos y consecuentes versiones, una del 2020 y otra del 2023. Lo más destacable se muestra a continuación (se desprecian los demás datos debido a cambios inferiores al 5% entre ambas versiones):

	2020		2023	
	(GWh)	% Mix	GWh	% Mix
NUCLEAR	51630	18.99	34573	9.18
CICLO COMBINADO	40676	14.96	16516	4.39
SOLAR FV	32564	11.97	127212	33.78
GENERACION NO RES	116462	42.83	70445	18.71
GENERACION RES	155472	57.17	306105	81.29
GENERACION TOTAL	271934		376550	

Tabla 3. Comparativa entre las previsiones del mix de generación en 2030 (REE)

Se observa lo siguiente:

- En la versión 2020 prima una generación a base de energías no renovables empleando mayoritariamente más nuclear y ciclo combinado debido a que no se clausuran tantas nucleares, solo 2 frente a 4, y se tiene que paliar la falta de generación de solar con el ciclo combinado
- La versión 2023 es mucho más optimista con la fotovoltaica ya que se triplica su peso en la generación y por tanto se sobrepasa el 80% de generación total de origen renovable. Además, se prevé generar mucha más energía eléctrica debido a que la demanda también se considera que incrementará notablemente.

3.3.1.2 Sistema eléctrico balear

El pronóstico del mix de generación del sistema eléctrico balear no ha sido modelado por lo que no se tienen datos del PNIEC. Sin embargo, según la ley 10/2019 se ha estipulado lo

siguiente en la disposición cuarta: “... El Gobierno de las Illes Balears... impulsará las medidas de transición:

- a) El cese de funcionamiento de los grupos 1 y 2 de la central térmica de Alcúdia en el año 2020 y de los grupos 3 y 4 en el año 2025.
- b) La eliminación de la combustión de fuel y la incorporación del gas natural como combustible principal en la central térmica de Maó.
- c) La eliminación de la combustión de fuel en la central térmica de Eivissa.
- d) El cese de funcionamiento de la central térmica de Formentera.”

Quiere esto decir que se puede calcular cuantas centrales quedarán en funcionamiento en el año 2030. Se parte de una generación no renovable de 1855 MW y tras el cierre de las instalaciones mencionadas se puede concluir que quedarán en torno a 1400 MW de origen en su mayoría de combustión de gas. A esta generación se le deben sumar la estimación de 300 MW de fotovoltaica pronosticada para un total de 1700 MW en las Islas Baleares.

3.3.2 PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Para el análisis del precio de combustibles se empleará el borrador del PNIEC 2023-2030. Aun así, no se debe despreciar una comparación hecha en base a ambos documentos ya que ayuda a visualizar la evolución del mercado de combustibles y el mercado eléctrico en respuesta a eventos de alcance mundial que han sucedido en esos 3 años como pueden ser la pandemia del COVID-19 o la guerra en Ucrania.

Precios combustibles y Emisiones CO2 escenario 2030

	2020	2023	Delta
	€/ GJ neto		
<i>Nuclear</i>	0.47	0.47	0%
<i>Lignito</i>	1.10	3.01	174%
<i>Carbon</i>	3.80	3.01	-21%
<i>Gas</i>	10.50	10.92	4%
	€/ tn		
<i>Precio emisiones CO2</i>	34.70	76.04	119%

Tabla 4. Precios combustibles y Emisiones CO2 escenario 2030 (REE)

Se puede observar el encarecimiento significativo del Lignito y uno ligero en el del gas. El precio del Carbón se cae hasta el precio del Lignito debido a que las centrales de Carbón y Lignito tienen unas emisiones parecidas (0,74 y 0,79 t/MWh respectivamente) además de tener en mente el cierre inminente de estas mismas centrales por normativa. Esto ocasionaría que este tipo de combustible sea poco atractivo a la hora de invertir en producción ya que además habría que sumarle los costes del precio de las emisiones del CO₂.

Coste generación por tecnologías escenario 2030

	2020	2023	Delta
	€/MWh		
<i>Nuclear</i>	14.0	13.0	-7%
<i>Lignito</i>	39.3	39.0	-1%
<i>Carbon</i>	75.8	107.0	41%
<i>Gas CCGT nuevo</i>	79.7	94.0	18%
<i>Gas CCGT antiguo</i>	114.5	140.0	22%
<i>Gas OCGT nuevo</i>	109.1	134.0	23%
<i>Gas OCGT antiguo</i>	130.5	160.0	23%
<i>Gas media</i>	106.8	129.6	21%

Tabla 5. Coste generación por tecnologías escenario 2030 (REE)

El coste de generación de todos los tipos de gas aumenta en torno al 20%, debido principalmente a la guerra en Ucrania, y el Carbón aumenta el que más, un 40%, por las razones que se han mencionado previamente.

3.3.3 GRUPOS ADICIONALES

Como se ha demostrado anteriormente, la utilización media de la interconexión es de entre 85 y 135 MWh. Este valor es claramente inferior a la capacidad de la interconexión actual de 400MW si se empleasen ambos cables. Sin embargo, hay que introducir el límite técnico que todo sistema eléctrico debe cumplir y es el del criterio N-1.

3.3.3.1 El criterio N-1

Este criterio se basa en que en todo momento un sistema debe estar preparado para afrontar la situación en la que cualquier elemento falle y por tanto se pase a actuar con N-1 componentes. El fallo puede originarse en cualquier punto del sistema y de una duración

indefinida por lo que siempre debe existir un plan de contingencia que habilite el funcionamiento habitual bajo dichas condiciones sin vulnerar ninguna medida de seguridad.

En el caso de estudio del enlace, un fallo de suma importancia sería el de una falta en un cable submarino que dejase uno de los 200MW fuera de servicio. Por tanto, si la potencia suministrada en ese instante fuese superior a la capacidad disponible de 200MW habría una sobrecarga con consecuencias técnicas desastrosas para la aparamenta de la interconexión y en última instancia podría derivar en un corte de suministro en las Islas Baleares.

También se debe tener en cuenta que a nivel nacional puede ocurrir que el fallo sea en una central base de tamaño considerable, por ejemplo, una central nuclear que proporciona en torno a 1000MW. Este caso es extraño, RELLENAR, pero debe ser tomado en cuenta cuando se gestionan las interconexiones internacionales ya que es la forma más fácil de rápidamente suplir esa falta de generación. Se puede extrapolar este caso al sistema Balear: el caso en el que la central de mayor potencia, que es de 62,5 MW, tuviese algún fallo técnico y dejase de generar para la red, se debería poder suplir esta falta o bien desde un sistema de almacenamiento en el sistema Balear o aumentando la carga que se envía mediante el enlace.

He aquí donde se debe estudiar el efecto de los grupos síncronos y las baterías sobre el sistema con especial énfasis en el criterio N-1.

3.3.3.2 Baterías

La disposición programada sería de dos baterías: una de capacidad 90 MW, potencia máxima 67.5 MWh, en Ibiza y otra de capacidad 50 MW, potencia máxima 37.5 MWh. Es destacable que estas potencias indican un uso máximo de las baterías de 45 minutos, tiempo suficiente para que entren en servicio los sistemas de generación que suplirán la falta.

Además, las baterías son imprescindibles para aumentar la capacidad de transporte que se lleva a través de la interconexión. Se explicará con el ejemplo a continuación.

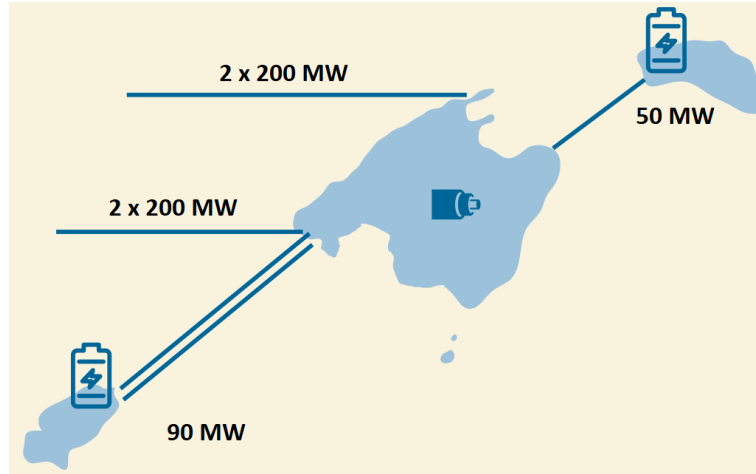


Figura 6. Sistema eléctrico balear con interconexiones y baterías (REE)

Caso base:

Interconexión ampliada con $2 \times 200 \text{ MW} + 2 \times 200 \text{ MW} =$ total de $4 \times 200 \text{ MW}$

Por criterio n-1, se debe prever que un cable de 200 MW falle, la capacidad máxima es de 600MW

Caso con baterías:

Interconexión ampliada con $2 \times 200 \text{ MW} + 2 \times 200 \text{ MW} =$ total de $4 \times 200 \text{ MW}$

Baterías de capacidad de 140 MW

Por criterio n-1 la capacidad máxima es de 600 MW, pero ahora se deben sumar los 140 MW de las baterías por lo que la capacidad máxima pasa a ser de 740 MW.

Esto se debe a que, en caso de falta por el enlace, de los 740 MW que estarían siendo transportados distribuidos equitativamente, se perderían 185 MW, quedando en 555 MW el transporte en ese instante. Sin embargo, la capacidad de transporte de los 3 cables restantes no está en su máximo y por tanto aumentan cada uno 15 MW hasta transportar 600 MW en conjunto. El restante es aportado por las baterías hasta sumar los 740 MW originales.

Se puede observar en la siguiente figura dos casos (se utiliza la nomenclatura donde E1 C1 representa el cable 1 del enlace 1):

- El caso base con un funcionamiento normal de 740MW.
- El caso con una falta en E1 C1

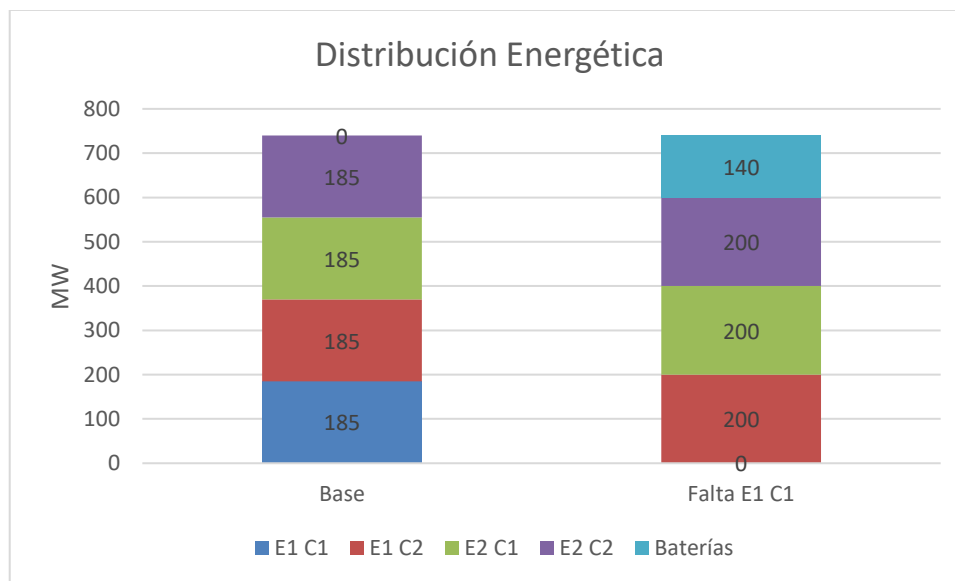


Figura 7. Distribución energética en caso base frente al caso en falta E1 C1

3.3.3.3 Compensadores Síncronos

Los compensadores síncronos son unas máquinas que, a diferencia de los generadores síncronos tradicionales, no inyectan potencia activa a la red. Esto trae consigo la gran ventaja de no ocupar hueco en la red de transporte y por tanto las renovables pueden ser debidamente integradas.

Su principal uso es, mediante un incremento de la potencia de cortocircuito y consecuente inercia del sistema, dotar al sistema eléctrico al que están conectados de una mayor robustez. Además, se emplean de forma secundaria para un control de tensión continuo en aquella zona en la que estén instalados.

3.3.4 EXPLORACIÓN DE DIFICULTADES

3.3.4.1 Ámbito medioambiental

Las Islas Baleares poseen una flora y fauna variada de la cual destaca una planta marina que está altamente protegida: la posidonia oceánica. La Unión Europea tiene una directiva que afecta directamente a este caso llamada la Directiva Hábitats y por la que se estipulan tres medidas importantes bajo el marco llamado Natura 2000: implementar medidas de conservación, evitar el deterioro y hacer una buena evaluación de planes y proyectos. Todo esto hace que todo proyecto alrededor de las islas tenga un coste adicional en el ámbito burocrático además de tener que llevar a cabo modificaciones en los proyectos con consiguientes estudios extensivos para proteger y preservar esta especie. Un ejemplo de ello es el proyecto de REE con nombre “El Bosque Marino” en el que se han replantado dos hectáreas de la especie cerca de Pollença, Mallorca, además de que se han financiado la conservación, investigación y estudios relacionados con esta zona y especie en concreto.

3.3.4.2 Ámbito legislativo

Se deben acatar las normativas vigentes como son los mencionados en la sección de normativa por lo que todo proyecto debe ser aprobado por el Gobierno de España. Esto ralentiza el proceso de financiación y de modificaciones ya que son factores externos que no pueden ser controlados por REE. No debería suponer ningún problema para el segundo enlace ya que el proyecto ya fue aprobado en la Planificación 2021-2026. Sin embargo, si hay modificaciones, como puede ser el PNIEC 2023-2030, que hacen de los proyectos normativas más restrictivas y ambiciosas en el tema medioambiental, se deberían aprobar otra vez nuevas modificaciones de nuevo.

Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Estipulado ya el modelado del sistema, se simula todo en su conjunto y se obtienen los resultados expuestos y analizados a continuación. Cabe destacar que dichos datos han sido obtenidos del Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica (Período 2021-2026) aprobado por el MITECO y publicado por REE.

4.1 ESCENARIOS DE PARTIDA

Se analizará la rentabilidad del proyecto con sus indicadores económicos, como es el VAN, en los siguientes dos siguientes casos:

- Escenario A: caso base y se estudia la construcción de segundo enlace, baterías y compensadores síncronos.
- Escenario B: caso base que incluye baterías y compensadores síncronos y se estudia la construcción de segundo enlace.

(Se define como caso base el momento en el que se empieza a contar toda la inversión y consecuente rentabilidad)

4.1.1 COMPONENTES

La primera diferenciación que se debe hacer es que se analizaron tres tipos de interconexión: 2 x 100 MW, 2 x 200 MW y 2 x 500 MW. Como se ha visto previamente la opción más favorable es la del cable de 200 MW de potencia y por ende se tomará como base para este análisis. Las baterías por instalar serían de un valor de 140 MW en su totalidad repartido entre las dos. Los compensadores síncronos considerados son de 500 MVA en su totalidad repartidas en tres subestaciones distintas repartidas estratégicamente por el territorio balear.

4.1.2 CONSIDERACIONES ADICIONALES

Se han realizado estudios y simulaciones a partir de una variedad amplia de casos base y de diferentes modalidades de implementación, alterando los componentes y el orden en el que se instalan, y en todos los casos se ha concluido que es positivo para el sistema. Esto se respalda con VANs que siempre son positivos y con beneficios sobre inversiones a año 1 también siempre positivos.

Esto demuestra que los tres elementos son positivos individualmente y que si se instalan en conjunto suceden tres cosas: la inversión necesaria es menor que si descompone el proceso; el beneficio escala multiplicativamente y que el VAN alcanza sus máximos cuantos más componentes se añadan.

4.1.2.1 Ahorro de emisiones

Las emisiones ahorradas se pueden monetizar utilizando la estimación anteriormente mencionada de 76.04 €/tn. El coste de ahorro es del que genera y por ende se transfiere dicho ahorro hacia el consumidor español de energía eléctrica a nivel nacional.

4.1.2.2 Precio de la ENS y horas de fuera de servicio

Se considera que no existe ENS generada en el propio sistema eléctrico balear, ya que en los últimos cinco años no ha sucedido nunca, y que las horas de fuera de servicio se costearán con un valor de 6350 €/MWh. Sin embargo, los efectos de una red con poca seguridad eléctrica son muy notables en un territorio que depende en gran medida del turismo por lo que las pérdidas potenciales son mucho mayores. Cabe destacar que, según REE, en los últimos 5 años solo ha habido 14 cortes de suministro en el territorio balear por lo que se puede asumir que las horas de fuera de servicio no tengan un impacto notable en el resultado final de la rentabilidad.

4.1.2.3 Integración de renovables

La integración de renovables se considera que tiene un valor intrínseco, es decir, no tiene una remuneración monetaria directa, sino que al ni tener que producir con generación que

requiere derechos de emisiones, se ahorra el coste de estos mismos. Además, se alcanzan los objetivos fijados por el PNIEC como el 100% de renovables de 2050.

4.1.3 ESCENARIO A

Si se instalan el enlace, las baterías y los compensadores síncronos se estiman unos beneficios 148 M€/año a partir de una inversión inicial de 1154 M€ y el VAN del proyecto asciende hasta los 1157 M€. Además, se reducirían las emisiones de CO₂ en 905 kt/año que equivaldrían a unos ahorros de 68,8 M€ en permisos de emisión.

4.1.4 ESCENARIO B

En el caso de partir de tener las baterías y los compensadores síncronos e instalando el enlace HVDC, se estiman unos beneficios de 111 M€/año a partir de una inversión inicial de 853 M€ y el VAN del proyecto asciende a los 950 M€. Además, se reducirían las emisiones de CO₂ en 665 kt/año que equivaldrían a unos ahorros de 50,5 M€ en permisos de emisión.

4.1.5 COMPARACIÓN ESCENARIOS

Se concluye que el segundo enlace es de alta rentabilidad en ambos casos ya que tienen unos beneficios y un VAN altamente positivos. Sin embargo, de hacer el proyecto, se recomienda encarecidamente que se instalen los compensadores síncronos y las baterías ya que estos aportan valor al proyecto además de rentabilidad.

4.2 ESTUDIOS

4.2.1 FORMULACIÓN

B (M€/año) = Beneficio anual

$$B = \{(C_{CO_2} * R_{CO_2} + C_{Com} * I_{RES}) * \eta + C_{gen_{gas}} * Int_{RES}\} / 1000$$

C_{CO_2} (€/t) = Coste de emisiones de CO₂

C_{Com} (€/MWh) = Coste combustible gas

$C_{gen_{gas}}$ (€/MWh) = Coste generación de gas

R_{CO_2} (kt/año) = Reducción de emisiones de CO₂

I_{RES} (MWh/año) = Integración de energía renovables

η = Rendimiento central de gas

F = Coeficiente de ajuste

$$F = I_R / R_{CO_2}$$

4.2.2 HIPÓTESIS UTILIZADAS

Para simplificar el problema se hacen las siguientes proposiciones:

- La demanda en 2030 escala en la misma proporción que la actual, es decir se mantiene el porcentaje de demanda en Baleares respecto al total nacional. Haciendo una media del consumo diario nacional frente al balear del periodo 2021-2022, la demanda de las Islas Baleares representa un 2.36% del total de consumo nacional. Los últimos datos estiman en 316.5 TWh la demanda total anual. Con esto se

calculan en torno a 7,47 TWh en las Islas Baleares que equivale a unos 852,7 MWh de media al día.

- La generación en las Islas Baleares se analizará como puramente energía no renovable ya que, en proporción a la generación total, la solar fotovoltaica instalada representa un porcentaje muy inferior (un 20%) y solo entra en funcionamiento durante las horas de sol por lo que el mix también es despreciable.
- La potencia instalada en 2030 se calcula teniendo en cuenta el cierre de las centrales, mencionado en el apartado 3.3.1, por lo que se toma un valor de referencia de 1400 MW en el sistema eléctrico balear. Con este dato se hace una relación inversa frente a cuanto se empleará el cable, esto se debe a que si hay menos potencia instalada se deberá utilizar en mayor medida la interconexión. (Se considera que este valor es promedio a lo largo del año y por tanto es el que se empleará a modo constante durante el año)

Año	2020	2030
Potencia instalada total (MW)	2000	1400
Potencia enlace (MWh)	172.62	246.60

Tabla 6. Evolución potencia instalada y enlace en 2030

- La generación renovable en el territorio nacional es del 81,3%, mencionado en el apartado 3.3.1, por lo que la energía que se transporte por el enlace se asumirá que tan solo un 18,7% es de origen contaminante.
- La generación no renovable en el territorio nacional se simplificará puramente a generación de gas. Esto se debe a que existe una transición hacia una generación libre de carbón y de combustibles de tipo fuel y por tanto son las centrales con mayor distribución en el año 2030.
- La integración de energías renovables se calcula comparando el caso base con el caso nuevo. Esto se debe a que en el caso base se parte de una integración nula y

por tanto toda energía que se pueda transportar adicionalmente es aquella que se integra.

- El coeficiente de ajuste se emplea a modo de relación entre la integración de RES y las consecuentes emisiones de CO₂. Se promedian los 8 casos presentados por REE en su Plan de desarrollo para obtener una relación directa para así poder calcular a partir de la integración de RES las consecuentes emisiones de CO₂.
- Los resultados de REE de su Plan de Desarrollo se ajustan empleando los últimos valores de emisiones de CO₂ y de costes de generación para poder comparar adecuadamente los resultados analizados a continuación. El Escenario A se vuelve un 23% más rentable y el Escenario B un 16%. Se cogerá como Escenario para los estudios el Escenario A al ser el más semejante a la situación actual y el pronóstico de construcción, se parte de cero instalaciones y se pretende poner todo en servicio a la vez a efectos del año 2030.

4.2.3 ESTUDIOS

- Estudio I: Duplicado de potencia
- Estudio II: Duplicado de potencia + 140 MW en forma de baterías.
- Estudio III: Empleo máximo (740 MW)

	USO PROMEDIO ENLACE (MWH)	% ENLACE EN DEMANDA	DEMANDA NO-RES (MWH)	INTEGRACIÓN RES (MWH)
ESTUDIO BASE	246.6	29%	1114.5	-
ESTUDIO I	493.2	58%	589.1	404.1
ESTUDIO II	633.2	74%	359.7	633.6
ESTUDIO III	740.0	87%	184.6	808.6

Tabla 7. Datos relevantes a los Estudios a analizar

4.2.4 RESULTADOS

	R_{CO_2} (kt/año)	I_{RES} (MWh/año)	Inversión (M€)	Beneficio (M€/año)	Incremento %
Escenario A	905	236	1154	182	-
Estudio I	1419	404	1154	292	160%
Estudio II	2224	634	1154	458	251%
Estudio III	2810	809	1154	579	318%

Tabla 8. Tabla de resultados de los diferentes Estudios.

Se puede concluir lo siguiente:

- El enlace se ha vuelto en todos los casos más rentable debido al encarecimiento de los combustibles y del precio de emisiones de carbón.
- Cuanta más potencia se transporta por el enlace mayor es la rentabilidad. Esto se debe a que la generación en las Islas Baleares es en su totalidad considerada no renovable y por tanto cuanto más se transporte, menos se genera a base de gas en las Islas Baleares.
- El Estudio III es extremadamente ambicioso ya que se plantea un caso en el que siempre está en enlace funcionando a su capacidad máxima, pero se incluye para visualizar la rentabilidad máxima a la hora de establecer una horquilla.
- Cuanto más incrementa el precio de los derechos de emisión de CO₂ o los combustibles, en este caso el gas, mayor rentabilidad se le sacará al proyecto. Además, el coste de oportunidad de comenzar cuanto antes hace que se comience a ahorrar en gastos previamente explicado haciendo del proyecto una mejor inversión.

Capítulo 5. CONCLUSIONES

Los beneficios económicos son enormemente positivos oscilando entre beneficios de 292 M€/año hasta los 579 M€/año. Esto corrobora la alta tasa de rentabilidad del proyecto que beneficia tanto al consumidor español promedio como el consumidor que está en las Islas Baleares al reducirse los costes de generación de la energía.

La seguridad y fiabilidad energética también sale reforzada ante posibles adversidades causadas por factores como pueden ser fallos técnicos, tanto en centrales de generación o en el transporte, o picos inesperados en la demanda debido a que se integra el sistema eléctrico balear de manera más efectiva en el sistema eléctrico nacional. Además, la construcción de baterías y compensadores síncronos aporta herramientas adicionales en caso de necesitar generación auxiliar o de realizar un Black Start.

Los aspectos medioambientales, que comprenden las emisiones de CO₂ y el terreno afectado por las nuevas instalaciones en el mar y en tierra, también salen beneficiados al reducirse las emisiones totales entre 1419 kt/año y 2810 kt/año.

En resumen, el proyecto del segundo enlace HVDC entre la Península y las Islas Baleares, que en un inicio ya era rentable, ante el pronóstico de cómo se desarrollará el mercado eléctrico, tiene una tendencia ascendente hacia mayores grados de rentabilidad conforme avance el tiempo hasta alcanzar incrementos del orden del 300% en casos extremos.

Capítulo 6. GLOSARIO

BC3 – Basque Center for Climate Change (Centro Vasco para el Cambio Climático)

DENIO - Modelo Dinámico Econométrico Neokeynesiano Input-Output

ENS – Energía No Suministrada

HVDC – High Voltage Direct Current (Corriente Continua en Alta Tensión)

MITECO - Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

PNIEC - Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

RCDE - Régimen de Comercio de Derechos de Emisión

REE – Red Eléctrica de España

RES – Renewable Energy Sources (Fuentes de Energía Renovable)

RTE - Réseau de Transport d'Électricité (Red de Transporte de Electricidad)

UE – Unión Europea

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pniecCompleto_tcm30-508410.pdf

https://www.planificacionelectrica.es/sites/webplani/files/2023-02/REE_Plan_Desarrollo.pdf

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-8646

<https://www.boe.es/buscar/pdf/2019/BOE-A-2019-5579-consolidado.pdf>

<https://library.e.abb.com/public/470ded7bf19bd869c1257af4003999a4/Comparison%20of%20HVDC%20Light%20and%20HVDC%20Classic%20Site%20Aspects.pdf>

https://www.aemet.es/es/conocermas/borrascas/2022-2023/estudios_e_impactos/juliette

<https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>

<https://www.ree.es/es/datos/aldia>