

Índice de Contenido

ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICOS, MAPAS Y TABLAS	2
LISTA DE ACRÓNIMOS	4
RESUMEN DEL TRABAJO	5
ABSTRACT	5
OBJETO DEL TRABAJO	6
METODOLOGÍA UTILIZADA	7
1. INTRODUCCIÓN	8
2.- FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA.....	10
2.1 ENERGÍAS RENOVABLES.....	10
2.1.1 Energía solar	11
2.1.2. Energía eólica	12
2.1.3. Energía hidráulica.....	12
2.1.4. Biomasa	12
2.2 ENERGÍAS NO RENOVABLES	13
2.2.1. Petróleo y gas natural	13
2.2.2. Carbón	14
2.2.3. Energía nuclear	14
3.- LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	15
3.1. HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LAS DISTINTAS FUENTES DE ENERGÍA	15
3.1.1.- España	16
3.1.2.- Noruega	22
3.2. LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL S. XXI	22
3.2.1.- España	23
3.2.2.- Noruega	25
4. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA PRIMARIA	28
4.1 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES ESPAÑOLAS.....	28
4.2 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES NORUEGAS	32
5. DEMANDA DE ENERGÍA.....	35
5.1 ESPAÑA	35
5.1.1 Demanda de energía final	35
5.1.2 Demanda de energía primaria	36
5.1.3. Demanda de energía eléctrica.....	38
5.2 NORUEGA	39

6.- EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	40
6.1 EL OPERADOR DEL SISTEMA Y GESTOR DE LA RED DE TRANSPORTE.....	42
6.1.1 Descripción.....	42
6.1.2 Responsabilidad Social Corporativa de REE	43
6.2. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	45
6.2.1. Regulación	45
6.2.2. Interconexión entre España y Portugal	47
6.2.3 Interconexión entre España Y Francia.....	49
6.2.4. Interconexiones no intracomunitarias.....	52
6.3. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	52
6.3.1 Período 2000-2005	53
6.3.2 Período 2006-2010	54
6.3.3 Período 2011-2015	55
6.3.4. Saldos intercambios internacionales de electricidad (GWh).....	57
7. EL SISTEMA ELÉCTRICO NORUEGO	60
7.1 EL OPERADOR DE SISTEMA NORUEGO Y GESTOR DE LA RED DE TRANSPORTE.....	63
7.1.1 Descripción.....	63
7.1.2 Responsabilidad Social Corporativa Statnett	64
7.2 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES, EXPORTACIONES E IMPORTACIONES	66
7.2.1 Período 2005-2010	66
7.2.2 Período 2011-2015	68
7.2.3 Saldos intercambios internacionales de electricidad (GWh).....	69
8. CONCLUSIONES	72
BIBLIOGRAFÍA.....	74
ANEXO 1.....	84

ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICOS, MAPAS Y TABLAS

Gráfico 3.1: Potencia eólica instalada en España (MW).....	16
Gráfica 3.2: Potencia solar fotovoltaica instalada en España (MW).....	17
Gráfico 3.3: Potencia solar termoeléctrica instalada en España (MW).....	17
Gráfico 3.4: Potencia hidráulica instalada en España (MW).....	18
Gráfico 3.5: Potencia instalada fuel/gas en España (MW).....	18
Gráfico 3.6: Potencia instalada carbón en España (MW).....	19
Gráfico 3.7: Potencia energía nuclear instalada en España (MW).....	20

Gráfico 3.8: Potencia instalada de energías renovables en España en el año 2015 (MW)	20
Gráfico 3.9: Potencia instalada para energías no renovables en España en el año 2015 (MW)	21
Gráfico 3.10. Potencia eléctrica instalada en España 2000-2015 (MW)	21
Gráfico 3.11: Potencia eléctrica instalada en Noruega 2000-2015 (MW)	22
Gráfico 3.12: Estructura de generación año 2000 en España (%)	23
Gráfico 3.13: Estructura de generación en 2005 en España (%)	24
Gráfico 3.14: Estructura de generación en 2010 en España (%)	25
Gráfico 3.15: Estructura de generación en 2015 en España (%)	25
Gráfico 3.16: Estructura de generación año 2000 en Noruega (GWh)	26
Gráfico 3.17: Estructura de generación año 2005 en Noruega (GWh)	27
Gráfico 3.18: Estructura de generación año 2010 en Noruega (GWh)	27
Gráfico 3.19: Estructura de generación año 2014 en Noruega (GWh)	28
Gráfico 4.1: Importaciones y exportaciones. España año 2000 (ktep)	29
Figura: 4.2: Importaciones y exportaciones. España año 2005 (ktep)	29
Gráfico 4.3: Importaciones y exportaciones. España año 2010 (ktep)	30
.....	30
Figura 4.4: Importaciones y exportaciones. España año 2015 (ktep)	30
.....	30
Gráfico 4.5: Importaciones y exportaciones de productos petrolíferos. España (ktep)	31
Gráfico 4.6: Importaciones y exportaciones de gas. España (ktep)	31
Gráfico 4.7: Importaciones y exportaciones de carbón. España (ktep)	32
Gráfico 4.8: Importaciones y exportaciones de petróleo crudo. España (ktep)	32
Gráfico 4.9: Importaciones y exportaciones. Noruega año 2000 (ktep)	33
Gráfico 4.10: Importaciones y exportaciones. Noruega año 2005 (ktep)	33
Gráfico 4.11: Importaciones y exportaciones. Noruega año 2010 (ktep)	34
Gráfico 4.12: Importaciones y exportaciones. Noruega año 2015 (ktep)	34
Gráfico 5.1: Evolución de la demanda de energía final en España (ktep)	35
Gráfico 5.2: Consumo de energía primaria en España 2001 (%)	36
Gráfico 5.3: Consumo de energía primaria en España 2005 (%)	37
Gráfico 5.4: Consumo de energía primaria en España 2010 (sin incluir saldo eléctrico) (%)	37
Gráfico 5.5: Consumo de energía primaria en 2015 (sin incluir saldo eléctrico) (%)	38
Gráfico 5.6: Evolución de la demanda de energía eléctrica España (GWh)	39
Gráfico 5.7: Evolución de la demanda de energía eléctrica en Noruega (GWh)	40
Gráfico 6.1: Evolución de la renta de congestión y la tasa de acoplamiento en la interconexión España-Francia	51
Gráfico 6.2: Capacidad de intercambio comercial en la interconexión España-Francia (MW)	51
Gráfico 6.3: Evolución de las importaciones de energía eléctrica. España (GWh)	53
Gráfico 6.4: Evolución de las exportaciones de energía eléctrica. España (GWh)	53
Gráfico 6.5: Evolución de las importaciones de energía eléctrica. España (GWh)	54
Gráfico 6.6: Evolución de las exportaciones de energía eléctrica. España (GWh)	55
Gráfico 6.7: Evolución de las importaciones de energía eléctrica. España (GWh)	56
Gráfico 6.8: Evolución de las exportaciones de energía eléctrica. España (GWh)	56

Gráfico 6.9: Evolución de los intercambios internacionales de electricidad. España (GWh).....	57
Gráfico 6.10: Saldo físico de los intercambios internacionales (GWh)	58
Figura 7.1: Mapa de la zona síncrona nórdica.....	62
Gráfico 7.1: Importaciones noruegas de energía eléctrica (GWh) 2005-2010.....	67
Gráfico 7.2: Exportaciones de energía eléctrica. Noruega (GWh) 2005-2010	67
Gráfico 7.3: Importaciones de energía eléctrica. Noruega (GWh) 2011-2015	68
Gráfico 7.4: Exportaciones de energía eléctrica. Noruega (GWh) 2011-2015	69
Gráfico 7.5: Saldo físico de los intercambios internacionales (GWh)	70
Gráfico 7.6: Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos. Noruega (GWh).....	70

LISTA DE ACRÓNIMOS

- CNMC: Acrónimo de Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
- EDF: Acrónimo de Électricité de France
- GWh: Acrónimo de Gigavatio por hora
- KTEP: Acrónimo de Kilo Tonelada Equivalente de Petróleo
- MIBEL: Acrónimo de Mercado Ibérico de la Electricidad
- MW: Acrónimo de Megavatio
- MWh: Acrónimo de Megavatio-hora
- OMIE: Acrónimo de Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) S.A.
- OMIP: Acrónimo de Operador del Mercado Ibérico de Portugal
- PIB: Acrónimo de Producto Interior Bruto
- PCR: Acrónimo en inglés del sistema de acoplamiento de mercados que calcule los precios de la electricidad en toda Europa. (Price Coupling of Regions)
- REE: Acrónimo de Red Eléctrica de España
- REGRTE: Acrónimo de Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad
- TSO: Acrónimo en inglés de Gestor de Red de Transporte (Transmission System Operator)
- UE: Acrónimo de Unión Europea
- XBID: Acrónimo en inglés de Mercado Intradiario Transfronterizo Europeo (Cross-Border Intraday Market Project)

RESUMEN DEL TRABAJO

El sistema eléctrico español ha sido objeto de una intensa transformación desde finales del siglo pasado, caracterizándose este cambio por la transición de un sector con una estructura predominantemente vertical a un sistema eléctrico con un mercado competitivo.

Desde el punto de partida del año 2000, se analiza la evolución de la estructura de generación de electricidad, de la capacidad instalada, de la demanda y del comercio internacional de recursos energéticos de España y de Noruega.

Por otro lado, los sistemas eléctricos nacionales no siempre pueden satisfacer las necesidades de sus consumidores, haciendo necesarias las interconexiones internacionales que garanticen una mayor calidad y seguridad del suministro, unos precios más competitivos y una mejor integración de las energías renovables. El presente trabajo facilita la comprensión del sector eléctrico en el contexto europeo e internacional, estudiando las relaciones e intercambios internacionales físicos de energía eléctrica desde España y Noruega y sus respectivas interconexiones con sus países vecinos.

ABSTRACT

In 1997, the Spanish electricity system started liberalization reforms with the aim of turning their electricity sector from a vertically-integrated monopoly into a competitive market.

Analysis of the evolution of the installed capacity, power generation per technology, power consumption and energy imports and exports are carried out from the perspective of two different countries: Spain and Norway.

On the other hand, national electricity systems are not always enough to satisfy their consumer's needs, highlighting the need of international interconnections that can guarantee a higher quality and security of supply, more competitive prices and a better integration of renewable energies. Thus, the main aim of this work is to provide a better understanding of the electricity sector from a European and international context by studying the Spanish and Norwegian international interconnections with their respective neighbouring countries.

OBJETO DEL TRABAJO

La elección de este tema se fundamenta en la gran importancia que tiene la electricidad en la vida del hombre moderno y la dependencia a esta en todos los sectores de la economía. Para tratar de explicar su generación, procederemos a definir la energía y sus distintas manifestaciones; después se describirán las fuentes de energía primarias y se diferenciarán las energías renovables de las no renovables. Con el objeto de conocer cuáles de estas contribuyen más a la generación de electricidad, compararemos la estructura de generación española y la noruega. La elección de Noruega está basada en las diferencias en cuanto a recursos naturales, producción y consumo de electricidad. Analizaremos la dependencia energética de España y Noruega recogiendo los datos de las exportaciones e importaciones en este sector desde el comienzo del siglo XXI.

Además, describiremos los sistemas eléctricos de ambos países, centrándonos en los sujetos que participan en estos y se mencionarán las acciones de ambos Operadores del Sistema en materia de Responsabilidad Social Corporativa.

Finalmente, trataremos de explicar las interconexiones internacionales, las razones de su existencia y su funcionamiento. Para ello, realizaremos un análisis de las exportaciones e importaciones de electricidad para el período 2000-2015 de España con sus países vecinos: Portugal, Andorra, Francia y Marruecos; y las interconexiones de Noruega con Finlandia, Suecia, Rusia, Dinamarca y los Países Bajos. Se han definido los términos más utilizados para mejorar la comprensión y también se han descrito las principales leyes, directivas, circulares y reglamentos que regulan los intercambios internacionales físicos de electricidad y que afectan a los dos países de nuestro estudio.

METODOLOGÍA UTILIZADA

La metodología utilizada para el desarrollo de este trabajo ha sido, en primer lugar, el estudio y entendimiento del sector eléctrico. Para ello, la bibliografía ha consistido en la revisión de la regulación de esta industria en un contexto nacional y europeo. Se ha realizado un análisis histórico del sector incluyendo distintos aspectos tales como la producción y demanda eléctrica, la evolución de las distintas fuentes de energía, el aumento o disminución de su utilización para la producción de la electricidad y la dependencia energética de los dos países de nuestro estudio. De la misma manera, hemos tratado de identificar y determinar los operadores del sistema, los gestores de las redes de transporte y los operadores de mercado de los sistemas eléctricos español y noruego.

Hemos acudido a las fuentes secundarias de información tales como informes estadísticos y publicaciones para conocer las cifras las exportaciones e importaciones y de la demanda, entre otras, para diseñar gráficos que visualicen los datos recabados.

Las páginas web de Red Eléctrica de España, de Statnett, de la Agencia Internacional de la Energía y de Eurostat han sido fundamentales, así como las publicaciones de Nordic Market Regulators y de REE. Además de los manuales relativos a las fuentes de energía primarias y artículos de revistas digitales.

1. INTRODUCCIÓN

Se define la energía como la capacidad de un cuerpo para modificar su estado o situación, es decir, transformarse a sí mismo y como la “propiedad” de actuar sobre otros cuerpos para alterarlos. Estos cambios pueden ocurrir a diferentes niveles: atómico, molecular o a nivel de estado de agregación (cambios físicos).

La energía se manifiesta por cinco formas:

- Energía cinética: es la energía implícita en cuerpos o masas en movimiento. La energía térmica se encontraría en esta categoría.

- Energía gravitacional: aquella que se asocia a la atracción de dos masas entre sí. En esta se incluye la energía potencial gravitatoria.

- E. electrostática: se manifiesta por la atracción o repulsión de dos cargas eléctricas entre sí. La energía química, que se produce cuando un combustible es quemado, es una forma particular de esta energía.

- E. electromagnética: es la energía asociada a una carga eléctrica en movimiento. Recibe diferentes nombres según la longitud de la onda portadora: rayos X, infrarrojos, ondas de radio, microondas, ultravioleta, etc.

- E. nuclear o atómica: Esta energía se encuentra en el núcleo de los átomos en el momento de su formación y hace que los protones y neutrones se mantengan unidos. La energía nuclear que se utiliza para producir electricidad tiene que pasar por unos procesos, fisión nuclear y fusión nuclear, para liberarla, lo que se abordará en un punto posterior de este trabajo. En la Tierra, la fuente de energía más importante es la nuclear, seguida de la electromagnética y la gravitacional.

Los dos países objeto de nuestro estudio son España y Noruega.

Según la Agencia Internacional de la Energía (2016), España cuenta con plantas de generación de electricidad diversas, fiables y numerosas. Tras varios años de esfuerzos, el gobierno español ha conseguido disminuir el gran déficit estructural provocado por el desequilibrio del sistema eléctrico en cuanto a los costes regulados y los ingresos. La reforma del sistema eléctrico ha supuesto cambios en la remuneración en el marco de las energías renovables. Con el establecimiento de interconexiones transfronterizas adicionales de electricidad, España contribuiría a aumentar la flexibilidad, diversidad y

seguridad del mercado interior europeo. Los objetivos se centran en una reducción de la dependencia energética y a un aumento de las fuentes de energía renovables en la estructura de generación de electricidad.

Por otra parte, Noruega, el país escandinavo con capital en Oslo, cuenta con una superficie de 385.178 Km² y tiene, en la actualidad, 5.210.721 habitantes. Su moneda son las Coronas Noruegas (NOK) y se sitúa en el puesto 30 en el ranking de volumen de Producto Interior Bruto (PIB). El PIB per cápita de este país en 2016 era de 64.000 €, lo que indica que sus habitantes tienen, por lo general, un alto nivel de vida. Así es, que este país ocupa el sexto puesto de la lista que componen 196 países. Además, el Índice de Desarrollo Humano o IDH coloca a este país como el que provee a sus habitantes de la mejor calidad de vida del mundo. También es uno de los que sufren menos corrupción. (Datosmacro, 2017).

En el año 1969 un suceso inesperado marcaría un antes y un después en la economía de ese país: se descubrieron ingentes reservas de petróleo en los territorios noruegos del Mar del Norte.

Noruega es un país que destaca en el sector energético, ya que es un gran productor de petróleo y de gas natural, su energía hidráulica también es referencia mundial y, además, es el tercer exportador de energía del mundo. (International Energy Agency, 2015b) Las políticas para reducir emisiones de gases contaminantes y las políticas en contra del cambio climático hacen de este país un modelo a seguir. En el año 2015, Noruega generó 144,3 TWh de electricidad, y el porcentaje de energías renovables para su composición era del 98%, siendo la media de los países miembros del International Energy Agency del 24%. (International Energy Agency, 2015a)

2.- FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA

A continuación, procederé a enumerar, definir, y explicar las distintas fuentes de energía primaria, así como su historia y evolución comparando cuatro momentos diferentes: 2000, 2005, 2010 y 2015.

Las fuentes de energía primarias son aquellas que se encuentran disponibles en la naturaleza antes de ser transformadas o convertidas en otras energías por el hombre. Por ejemplo: el petróleo, el gas natural, el carbón, el uranio, las radiaciones solares, el agua, el viento, la leña, el bagazo y otros restos vegetales.

Las centrales energéticas son aquellas en las que se transforma la energía primaria en energía disponible, que es la que recibe el usuario final.

Los distintos tipos de energía pueden ser clasificados en dos grandes grupos: renovables y no renovables, en función de los recursos utilizados para su producción. Aquellos tipos que usan recursos ilimitados o cuya generación es natural y constante son renovables. Por el contrario, las fuentes de energía que son consumidas más rápidamente que su generación, son denominadas no renovables.

2.1 ENERGÍAS RENOVABLES

Entre las distintas fuentes de energía, se consideran renovables aquellas que se producen de forma continuada en el tiempo, y que, por tanto, son inagotables a escala humana.

Las fuentes de energía renovables son la eólica, la hidráulica, la biomasa, la solar térmica, la solar fotovoltaica, la geotérmica, las energías procedentes del mar, el bioetanol y el biodiesel.

Se diferencian de los combustibles fósiles en su variedad y abundancia, pero sobre todo en que no emiten gases de efecto invernadero u otros contaminantes. Además, reducen la dependencia energética y cada vez son más sostenibles, tanto ambiental como económicamente, debido a la innovación y las economías de escala.

La Unión Europea ha fijado objetivos relacionados con la utilización de energía renovable para los años 2020, 2030 y 2040. En 2020, se pretende obtener un 20% de energía a partir de fuentes renovables, haber mejorado la eficiencia energética en un 20% y haber reducido las emisiones de efecto invernadero en un 20%, como mínimo, respecto a los

niveles del año 1990. En 2030, como mínimo, un 27% de la energía ha de proceder de energías renovables, las emisiones de gases contaminantes tendrán que haberse reducido al 40% y se deberá haber alcanzado un 15% de interconexión eléctrica con el fin de poder transportar electricidad generada de unos países miembros a otros. En 2040, el objetivo respecto a la reducción en las emisiones contaminantes es de un 60%.(Parlamento Europeo, 2016)

2.1.1 Energía solar

El Sol es la única estrella del sistema solar. Su temperatura en el centro es de unos 15 millones de grados centígrados y, comparándolo con nuestro planeta, su volumen es 1.300.000 veces mayor; su masa es 330.000 veces superior y la gravedad en la superficie solar es 28 veces más fuerte.

La energía que recibimos del Sol en forma de luz y calor nos llega en forma de radiaciones compuestas por micro elementos energéticos llamados fotones.

El aprovechamiento de la energía solar se realiza a través de instalaciones solares térmicas, fotovoltaicas o termoeléctricas.

La energía solar fotovoltaica se fundamenta en el efecto fotoeléctrico, mediante el cual la luz, es decir, las radiaciones luminosas del sol se transforman en una corriente eléctrica a través de paneles solares hechos de silicio. Así, los fotones pasan a ser electrones en movimiento.

Las instalaciones solares fotovoltaicas pueden estar aisladas, cuyo objetivo es suministrar electricidad a particulares o a instalaciones donde la red de distribución eléctrica no llega; o conectadas a la red eléctrica, en cuyo caso la electricidad producida se consume y los excedentes pueden ser vendidos a la red. Un huerto solar es una instalación comunitaria de paneles solares fotovoltaicos cuyos propietarios e inversores comparten gastos, terreno e infraestructura con el objetivo de obtener una rentabilidad al vender la energía producida a la red.

-La energía solar térmica: Las radiaciones solares se utilizan para obtener calor a través de paneles con superficies absorbentes. Este calor se transmite a un fluido, que puede ser agua, aire o una solución anticongelante, que lo transporta hasta el punto de consumo para luego regresar al panel y reiniciar el ciclo.

La energía solar termoeléctrica o termosolar es aquella tecnología que usa la energía que proviene del sol para producir calor que se transforme en vapor, y así, mover una turbina y producir electricidad mediante un ciclo termodinámico convencional. La única diferencia respecto a las centrales termoeléctricas convencionales es que el foco calorífico se obtiene a través de la radiación solar, y no debido a la combustión de carbón, gas o fuelóleo.(Vicente, 2009)

2.1.2. Energía eólica

La energía eólica también proviene de la energía solar, pero en porcentajes muy pequeños, en torno al 1 o 2%. El procedimiento es el siguiente: las distintas intensidades de radiación solar sobre la Tierra calientan la superficie terrestre heterogéneamente, provocando masas de aire con distintas temperaturas, lo que resulta en presiones que forman corrientes ascendentes y descendentes produciendo el viento, que es masa en movimiento; por tanto, la energía eólica es la energía cinética del viento. Para convertir la energía cinética en energía mecánica se usan aerogeneradores o turbinas eléctricas. Así, el viento mueve unas palas, que, según el principio aerodinámico, hará que giren las turbinas.

Existen dos categorías principales de máquinas eólicas, según la posición del eje de rotación y la dirección de la que proviene el viento: molinos de eje horizontal y molinos de eje vertical. Actualmente, los aerogeneradores horizontales y tripalas son los que obtienen mayor rendimiento.(Villarubia López, 2012)

2.1.3. Energía hidráulica

El aprovechamiento del agua como recurso energético se remonta a los molinos de agua de la época romana. Las centrales hidráulicas son el origen de la industria eléctrica mundial.

Las centrales hidráulicas producen electricidad a través del agua que cae del cauce de un río y mueve las turbinas, generando así energía mecánica y posteriormente electricidad. Diferenciamos tres tipos de centrales: de agua fluyente, de pie de presa y reversibles.(Merino, 2005)

2.1.4. Biomasa

Esta fuente de energía utiliza la materia orgánica formada por vía biológica en un pasado cercano o productos derivados de ella. La energía solar acumulada en los vegetales tras el proceso fotosintético es liberada cuando estos son sometidos a combustión, rompiendo

los enlaces de los compuestos orgánicos y dando como productos finales dióxido de carbono y agua. Cuando el fin es energético, los productos provenientes de la biomasa se denominan biocombustibles. (Merino, 2005).

Podemos clasificar los biocombustibles en:

- sólidos: paja, leña sin procesar, astillas, carbón vegetal, etc.;
- líquidos: alcoholes, aceites vegetales, biohidrocarburos, etc.;
- gaseosos: Biogás, hidrógeno y gas de gasógeno.

2.2 ENERGÍAS NO RENOVABLES

Sus recursos son limitados y no se renuevan, al contrario que las renovables. La contaminación que producen es mucho mayor, al igual que su coste. Los combustibles fósiles y la energía nuclear son fuentes de energía no renovables.

Los combustibles fósiles, tales como el petróleo, gas y carbón, constituyen alrededor de un 75% del consumo de energía en la UE.

2.2.1. Petróleo y gas natural

El origen del petróleo es objeto de diversas teorías, siendo la más aceptada que es el resultado de materia orgánica procedente de organismos microscópicos (plancton) que se crían en la superficie del océano y que se van concentrando, a su muerte, en el fondo del mar. También se cree que procede de restos de plantas y animales que se hallaron, por ejemplo, en desembocaduras de ríos.

Estos restos se acumulan en el fondo marino en forma de espesas capas de lodo cuyos principales compuestos químicos son C_2 y H_2 , carentes o con niveles muy bajos de oxígeno. En el enterramiento de esta materia orgánica la presión y la temperatura se elevan, modificando su composición química y convirtiéndose, como consecuencia, en hidrocarburos.

El desenlace de este proceso que ha llevado cientos de millones de años es la obtención de diversos materiales: el gas natural, que es el resultado del calentamiento de los hidrocarburos; otros gases como el metano, etano, propano, butano, hidrógeno; líquidos ligeros (petróleo y aceites ligeros) o líquidos muy viscosos.

El gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental, independientemente de las distintas etapas de su aprovechamiento que analicemos: extracción, elaboración, transporte o utilización.

2.2.2. Carbón

Su origen se remonta a hace aproximadamente 300 millones de años, al Período Carbonífero, cuando se crearon unas reservas que hoy en día forman el 80% del carbón natural actual, repartidas por Norteamérica, Europa, Rusia y China, principalmente.

Su proceso de formación se basa en la transformación de las masas vegetales que se encuentran subterráneas y que son sometidas a presión y a la anaerobia. Primero, esta materia vegetal se convierte en turba, que al perder gran parte del agua y gases (O_2 y N_2), produce lignito y carbones pardos. Al seguir perdiendo agua y gases, estos carbones pardos pasan a ser lo que se conoce como hulla (carbón bituminoso). El proceso final forma la antracita.

El carbón se aprovecha fundamentalmente para la generación de electricidad, la producción de acero y la fabricación de cemento. El carbón térmico es el usado para la generación de energía y el carbón metalúrgico o carbón de coque es el utilizado para la producción de acero. El carbón es utilizado en las centrales térmicas convencionales para producir electricidad. El carbón se pulveriza para mejorar su combustión, luego se inyecta en la caldera junto con aire caliente; por esta caldera circula agua que debido a las altas temperaturas se convierte en vapor, lo que acciona los álabes de las turbinas de vapor, haciendo girar el eje de estas turbinas junto con el rotor de generador eléctrico, así la energía mecánica se convierte en electricidad.

Las mayores reservas de carbón se encuentran en el área de Asia-Oceanía, seguida por Eurasia y América del Norte. (Carta González, José Antonio Galero Pérez y Colmenar Santos, Antonio Castro Gil, 2009).

2.2.3. Energía nuclear

La energía nuclear se obtiene de la liberación de la energía a través de reacciones nucleares. Dos son los procesos:

1.- Fisión nuclear: tiene su origen en la división, o ruptura, de núcleos atómicos pesados como el uranio, el torio o el plutonio. El uranio no se encuentra como tal en la naturaleza,

sino que se puede hallar en unos 100 minerales distintos, aunque varíe la cantidad en la que se encuentra.

La única forma de aprovechamiento de esta energía es mediante la energía térmica y, posteriormente, energía mecánica.

Australia, Kazakstán, Canadá y Estados Unidos son los países con mayores reservas de uranio natural del mundo.

2.- Fusión nuclear: Es la unión (fusión) de dos núcleos atómicos muy ligeros. La fisión de uranio y la fusión del par deuterio-tritio son las más importantes. Su forma de aprovechamiento también consiste en la producción de calor para que el vapor mueva una turbina y se convierta en energía mecánica.

A través de los reactores nucleares se produce energía eléctrica, térmica y mecánica.

3.- LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

3.1. HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LAS DISTINTAS FUENTES DE ENERGÍA

El origen de las fuentes de energía es dispar, así como su desarrollo hasta la actualidad. Por ejemplo, la utilización de la energía eólica se remonta a la antigüedad, cuando se usaban los molinos de viento para bombear agua o mover cereales, aunque no fuese hasta finales del siglo XIX cuando comenzasen a existir los primeros aerogeneradores.

En este apartado se procede a explicar el origen y la historia de las distintas fuentes de energía y su evolución en cuanto a potencia instalada para su explotación desde el año 2000 hasta el 2015, así como una comparación de la situación actual en estos términos, tanto para las energías renovables como las no renovables.

Se define la potencia instalada como la potencia máxima a la que puede llegar una unidad de producción en un período de tiempo determinado, medida a la salida de los bornes del alternado.

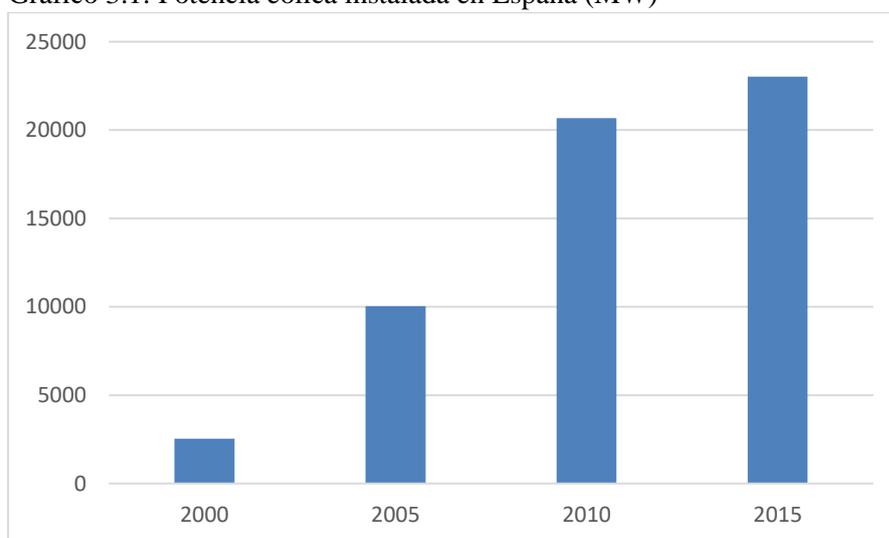
Se comienza por España y más tarde se analiza la información disponible en estos aspectos de un segundo país, Noruega.

3.1.1.- España

La energía eólica en España: la potencia eólica instalada ha crecido año tras año, situando a España en el segundo país de Europa con mayor potencia instalada, seguidos de Alemania (44.941 MW).

En el año 2000, la potencia instalada era de 2.535 MW, y en el año 2005 era de 10.028 MW, siendo la tasa de crecimiento anual de 74,7% en ese período. Desde el año 2005 hasta el 2010 esta tasa fue de un 51,5%, por lo que la potencia eólica instalada en nuestro país ascendió hasta los 20.676 MW en 2010. En el año 2015 era de 23.025 MW.

Gráfico 3.1: Potencia eólica instalada en España (MW)



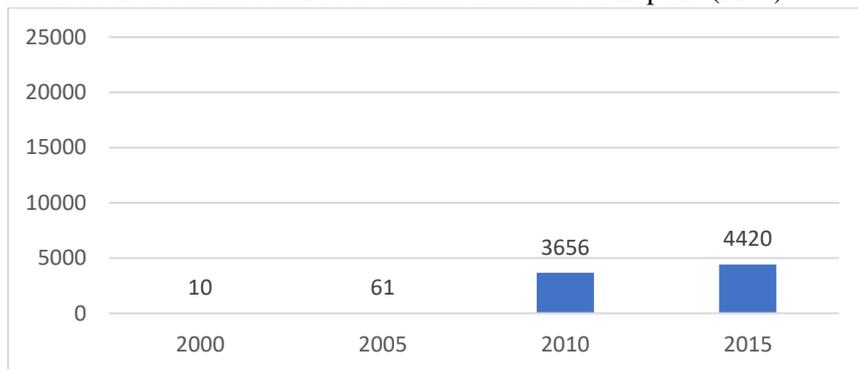
Fuente: Elaboración propia a partir de (Global Wind Energy Council, 2016)

Respecto a la energía solar, sus primeras utilizaciones tenían como objetivo la obtención de sal mediante la evaporación del agua del mar, así como el secado de objetos o artilugios. Lo que hoy en día se conoce como suelo radiante tiene su origen hace 3.000 años con los romanos en el siglo I a.C. Más recientemente, en concreto a principios del siglo XVIII, el sol volvería a jugar un papel importante como recurso energético: En Francia e Inglaterra se utilizó el vidrio como colector solar en invernaderos (Carta González, José Antonio Galero Pérez y Colmenar Santos, Antonio Castro Gil, 2009).

A continuación, se muestra en la gráfica 4.2 la evolución de la potencia eléctrica instalada, en cuanto a energía solar, en España. Entre los años 2007 y 2006 la potencia instalada aumentó en un 331%, y entre el 2008 y 2007, un 424% de tasa de crecimiento anual.

Como se puede observar en la gráfica, entre el período 2010-2015, la diferencia tan solo fue de un 20,9%.

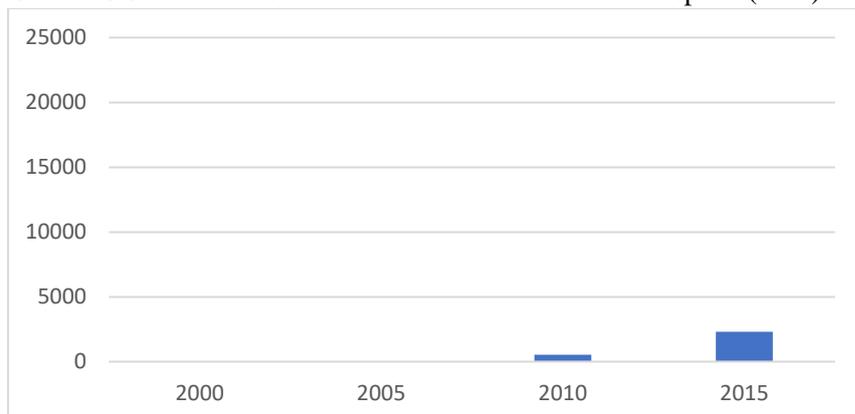
Gráfica 3.2: Potencia solar fotovoltaica instalada en España (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2016a)

La potencia solar térmica instalada en nuestro país no sería significativa hasta el año 2009, donde los MW instalados fueron 232 MW, siendo la tasa de crecimiento anual respecto al 2010 130%; 87,8% entre 2010 y 2011, 95.2% en 2012 respecto al 2011; 18% entre 2013 y 2012 a partir de ahí, la potencia instalada de solar térmica no variaría en los años 2013, 2014 y 2015, siendo esta de 2300 MW.

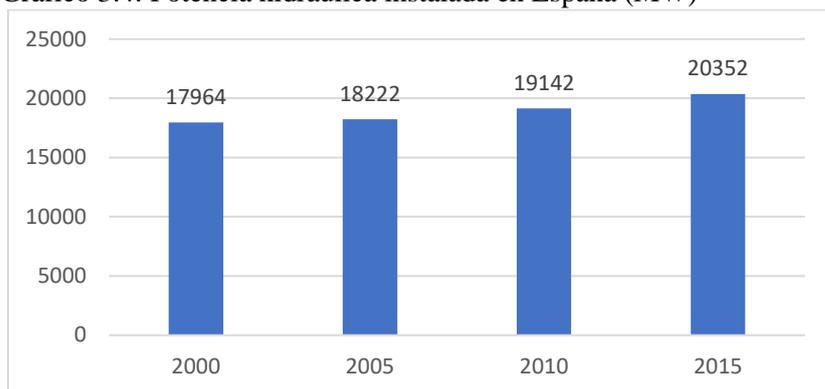
Gráfico 3.3: Potencia solar termoeléctrica instalada en España (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2016a)

Energía hidráulica: Los primeros vatios que se produjeron fueron gracias a la fuerza del agua, convirtiendo así a las centrales hidráulicas en el origen de la industria eléctrica mundial. Las primeras que se construyeron fueron en torno a los años 1880, en Reino Unido y Estados Unidos. En España no fue hasta 1901, año en el que la central de “El Porvenir”, en el río Duero y provincia de Zamora; y el Molino de San Carlos, en el Ebro en Zaragoza, empezaron a funcionar. A partir de la aparición de la corriente alterna a principios del siglo XX se crean varias grandes centrales con un alto componente hidroeléctrico. Su evolución es más estable.

Gráfico 3.4: Potencia hidráulica instalada en España (MW)

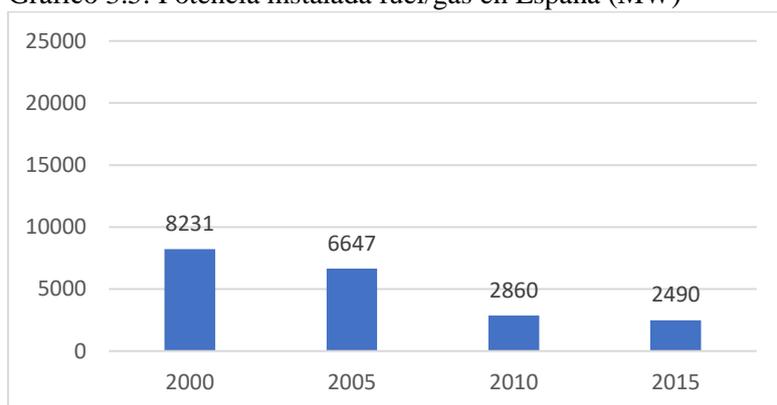


Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2016a)

Respecto al petróleo y el gas natural, pese a que en España existan yacimientos de petróleo, la gran mayoría del crudo que se procesa en las refinerías españolas es importado. Nuestros principales proveedores son Rusia, México, Irán, Libia, Arabia Saudita y Nigeria.

Gas natural: El origen del gas natural se remonta a las antiguas civilizaciones de la Antigua Grecia, India, Persia o Japón. En China se usaba por primera vez en el año 500 a.C. como fuente de calor. Sin embargo, no sería hasta finales del siglo XVIII cuando en Inglaterra comenzaba su comercialización y su uso para distintos fines, como la iluminación de calles o edificios. España importa alrededor del 99% del gas natural de 10 países diferentes. Aproximadamente el 58% entra por gaseoducto, y el 42% restante lo hace en forma de gas natural licuado (GNL)

Gráfico 3.5: Potencia instalada fuel/gas en España (MW)



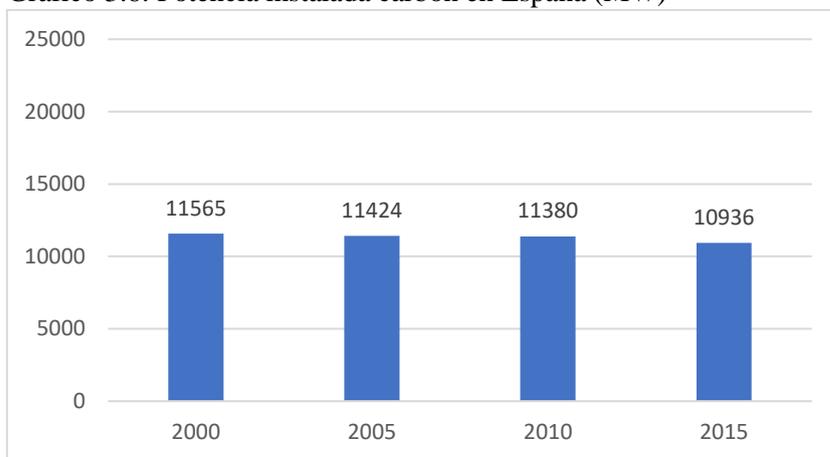
Fuente: Elaboración propia a partir de (Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, 2016)

Carbón: la producción de carbón en España cayó un 83,3% entre los años 2000 y 2014 (un 76,4 % en el caso de la antracita y la hulla). Así, la producción total de carbón en el

año 2000 era de 23,4 millones de toneladas que descendieron hasta 3,9 millones de toneladas en el año 2014. Esto se refleja en los datos sobre la potencia instalada, cuya evolución fue descendiente.

La falta de incentivos a la quema de carbón nacional aumenta las importaciones procedentes de Colombia, Indonesia o Rusia, países donde este es mucho más barato. Situación causada por el rechazo por parte de la Unión Europea del plan minero alcanzado entre el Ministerio de Industria, sindicatos y patronal para el periodo 2013-2018.(Foro de la Industria Nuclear Española, 2015)

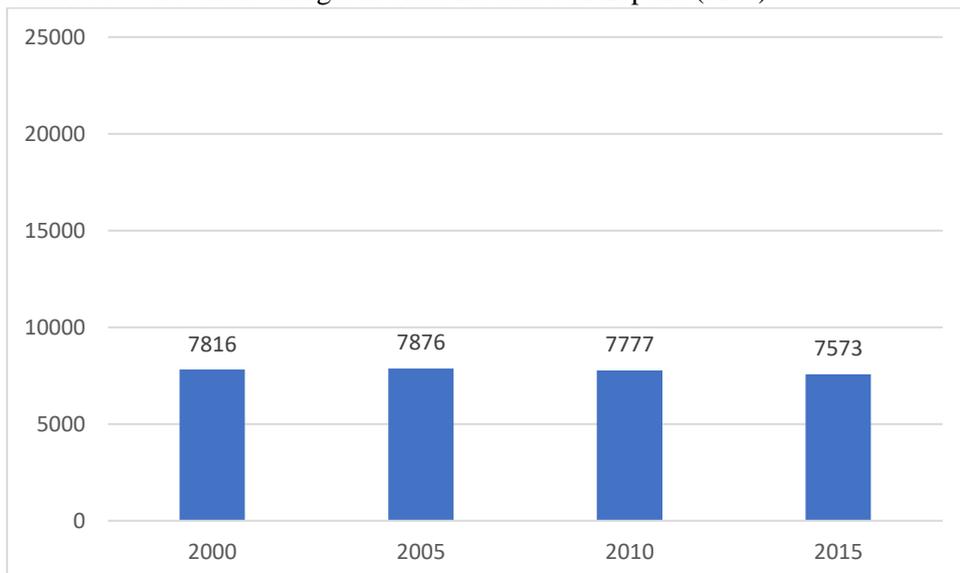
Gráfico 3.6: Potencia instalada carbón en España (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2016a)

Energía nuclear: En el año 2000, existían en España 9 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en 7 emplazamientos. En el año 2005 era la misma situación, pero la potencia instalada había aumentado hasta los 7.876 MW. Para los años 2010 y 2015, eran 8 los reactores nucleares en 6 emplazamientos.

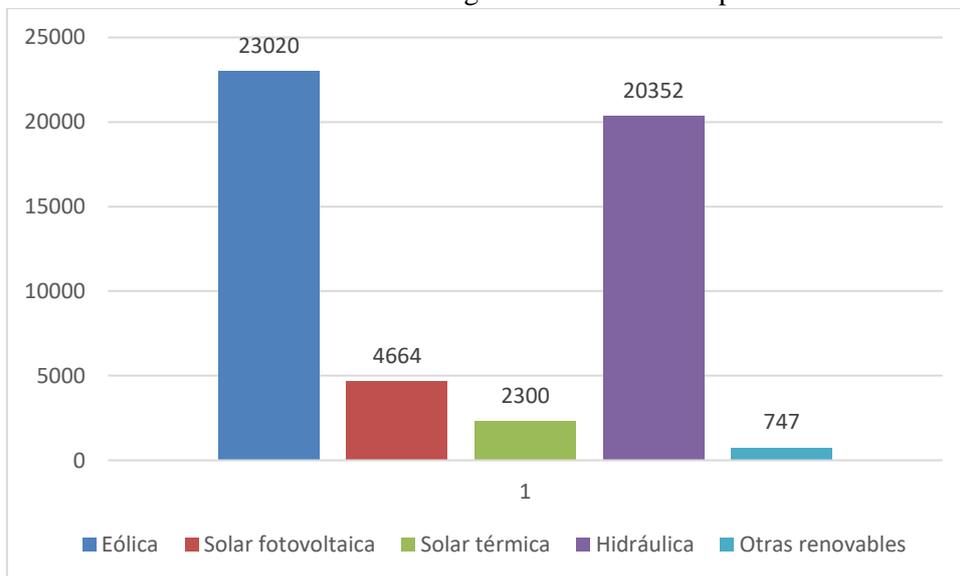
Gráfico 3.7: Potencia energía nuclear instalada en España (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2016a)

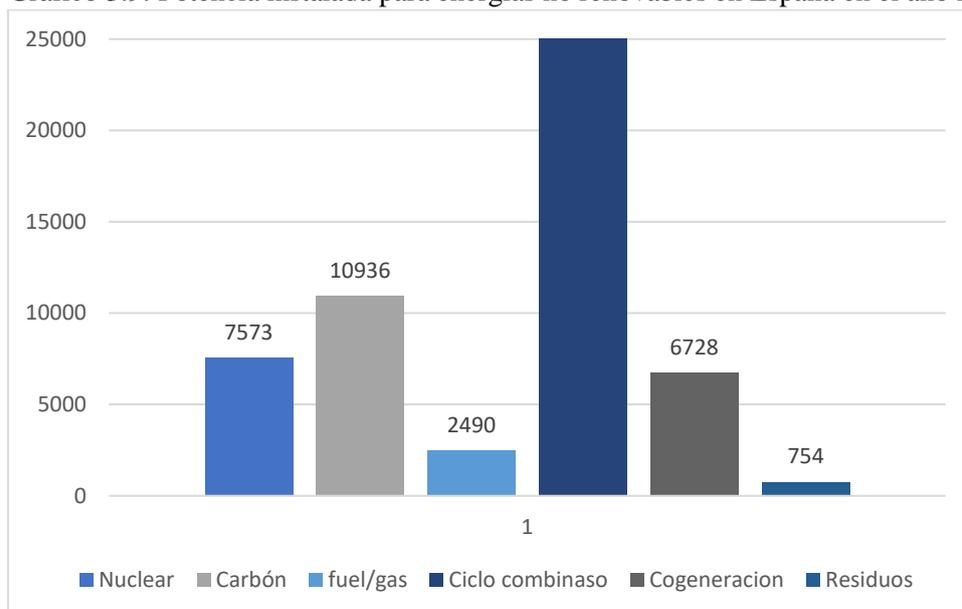
A continuación, procedo a representar de forma gráfica la potencia instalada a 31 de diciembre de 2015 de todas las fuentes de energía, tanto renovables como no renovables, para que se pueda visualizar la diferencia entre ellas.

Gráfico 3.8: Potencia instalada de energías renovables en España en el año 2015 (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2016a)

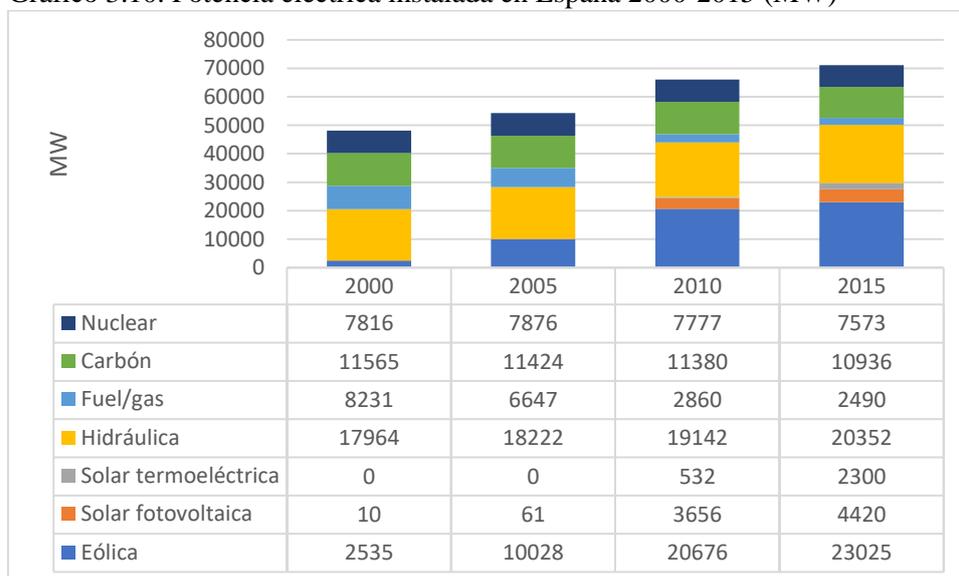
Gráfico 3.9: Potencia instalada para energías no renovables en España en el año 2015 (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2016a)

La producción eólica, hidráulica y el ciclo combinado son los predominantes en la actualidad en España.

Gráfico 3.10. Potencia eléctrica instalada en España 2000-2015 (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Global Wind Energy Council, 2016; Red Eléctrica de España, 2001, 2006, 2011, 2016a)

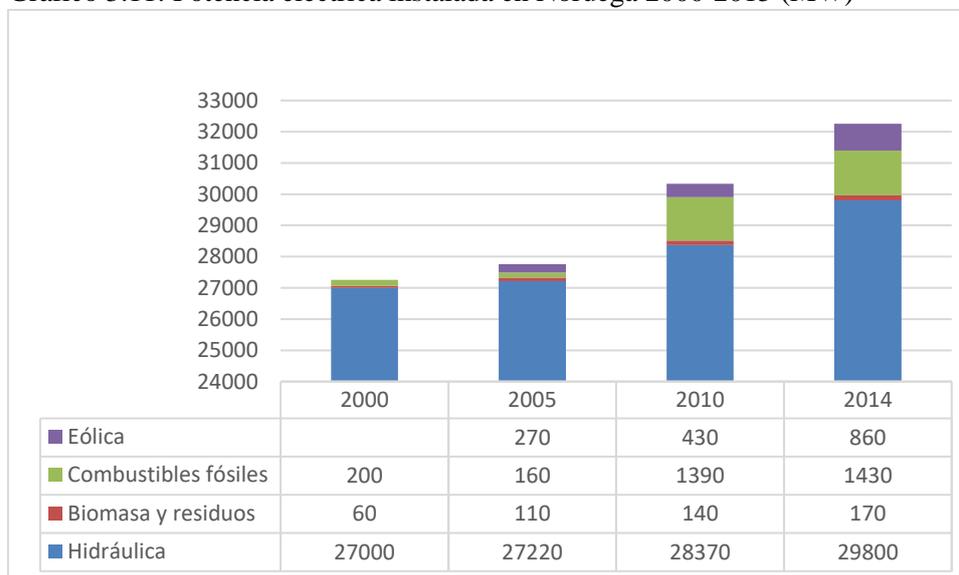
3.1.2.- Noruega

La potencia instalada en Noruega en cuanto a la energía eólica es muy inferior a la española. A pesar de haber ido aumentando con los años, no representaba más del 2,66% respecto al resto de fuentes de energía en el año 2015.

Para los combustibles fósiles, la potencia eléctrica instalada ha ido aumentando considerablemente, siendo en el año 2015 un 615% superior a la del año 2000.

La producción hidroeléctrica es la más importante del país, lo que se refleja en su potencia eléctrica instalada y la que muestra menos cambio si miramos a los cuatro años de los que se han obtenido los datos, siendo siempre mayor a la del resto de fuentes de energía.

Gráfico 3.11: Potencia eléctrica instalada en Noruega 2000-2015 (MW)



Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015b)

3.2. LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL S. XXI

La estructura de generación proporciona información sobre las distintas tecnologías de producción o componentes de generación necesarios para cubrir la demanda y el porcentaje que representan cada uno de ellos. Estos datos se recogen en MW.

Se diferencia entre régimen ordinario y régimen especial. Se entiende por régimen especial la producción eléctrica en centrales de generación que no superen los 50 MW en potencia instalada. Puede ser a partir de cogeneración, o de fuentes de energía primaria como la biomasa o biocarburantes, o residuos no renovables o cuyo origen sea del sector agrícola ganadero o de servicios, cuya potencia instalada nunca supere los 25 MW y supongan un alto rendimiento energético.

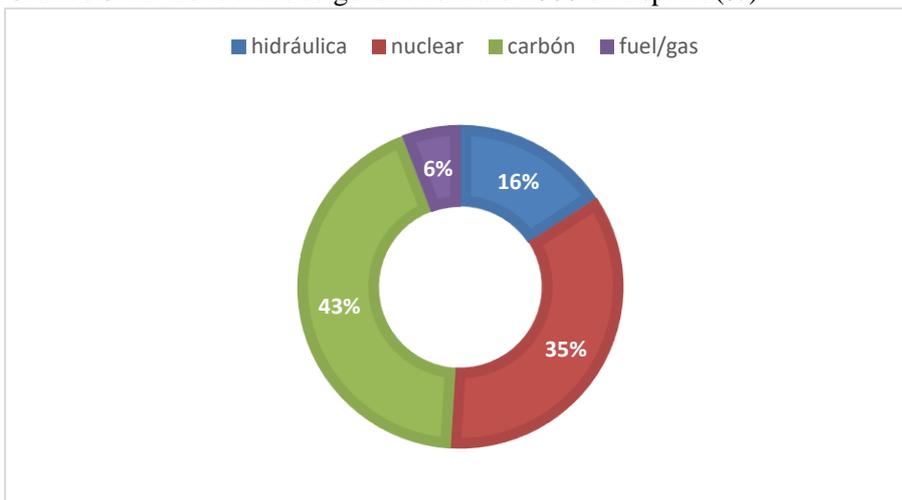
La producción de energía eléctrica originaria de las instalaciones que no se acogen al régimen especial, será considerada de régimen ordinario.

En los siguientes subapartados se muestra la estructura de generación de España y Noruega en cuatro momentos distintos del siglo XXI: año 2000, 2005, 2010 y 2015.

3.2.1.- España

Como muestra el gráfico, en el año 2000, la estructura de producción de las centrales del sistema peninsular pertenecientes al régimen ordinario estaba compuesta en un 43% por los grupos de carbón (76.374 GWh), en el segundo puesto la producción nuclear (62.206 GWh) y seguido de este la producción hidroeléctrica (27.842 GWh). La generación de los grupos de gas/fuel tan solo era de 10.249 GWh, es decir, el 5,8 % de la producción de régimen ordinario. En el régimen especial, las energías no renovables sobrepasaban a las renovables con un 63% del total.

Gráfico 3.12: Estructura de generación año 2000 en España (%)



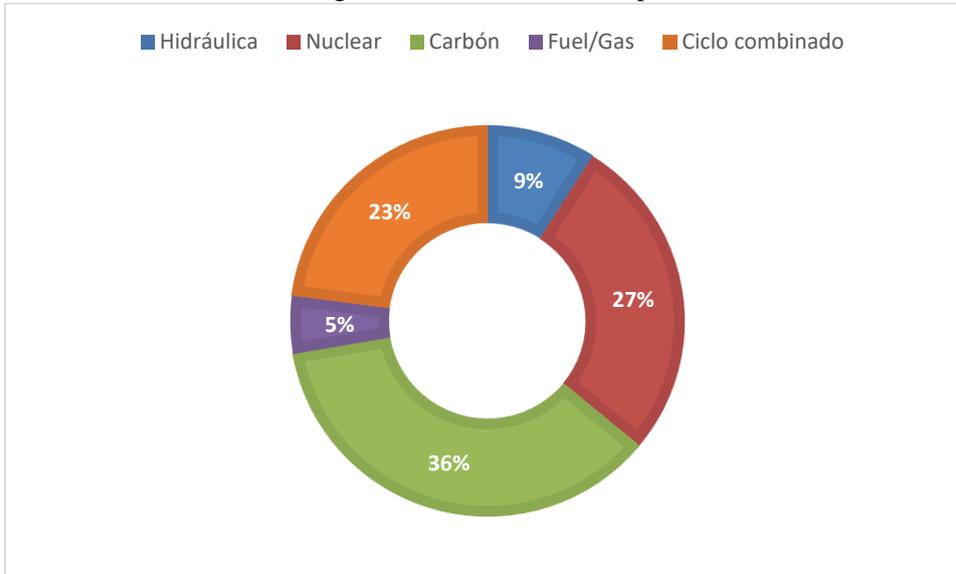
Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2001)

En 2005, una de las principales diferencias respecto al año 2000 fue la incorporación de la generación de los nuevos grupos de ciclo combinado. El carbón y la producción nuclear siguieron siendo los predominantes, aunque les seguía muy de cerca el ciclo combinado (48.840 GWh).

Además, 2005 fue un año extremadamente seco, registrando los mínimos desde hacía cincuenta años desde el punto de vista de la producción hidrológica, “un 55% inferior al valor histórico medio”.(Red Eléctrica de España, 2006)

Otro cambio respecto al año 2000 fue el predominio de la utilización de energías renovables respecto a las no renovables (55,7%) en el régimen especial, debido, principalmente al aumento de la producción eólica, que supuso el 40,2% de la energía adquirida en este tipo de régimen.

Gráfico 3.13: Estructura de generación en 2005 en España (%)

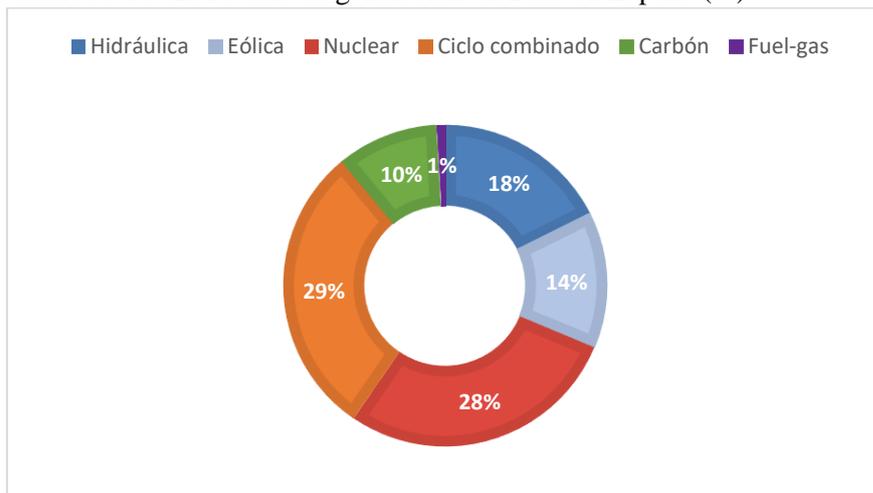


Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2006)

Al contrario que lo que se observaba en el año 2005, 2010 fue un año de abundantes lluvias, lo que tuvo como consecuencia una elevada hidraulicidad¹, además de la continua expansión y creciente importancia de las energías renovables, que se situaban como primera fuente de generación eléctrica ese año. El 68,1% de la energía procedente de las instalaciones incluidas en el régimen especial corresponde a energías renovables, y el 31,9% restante a no renovables

¹ Hidraulicidad: disponibilidad del recurso hidráulico para la producción eléctrica.

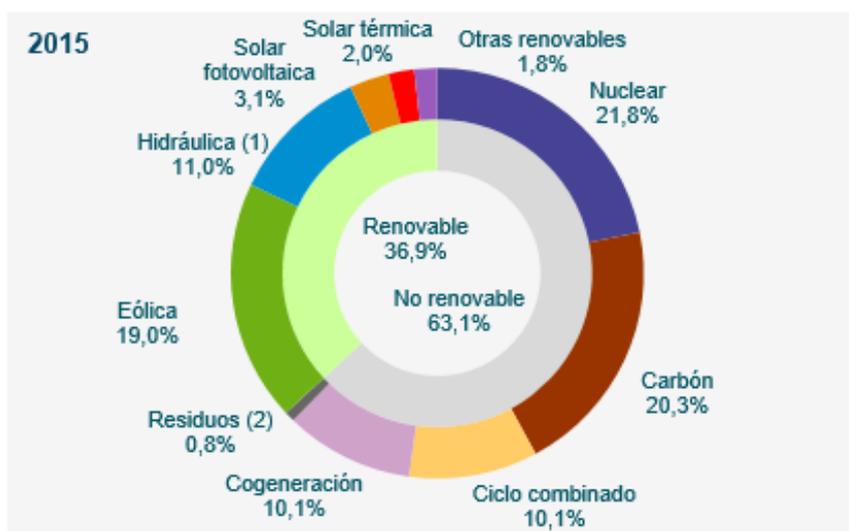
Gráfico 3.14: Estructura de generación en 2010 en España (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2011)

Como puede observarse, la producción de energía eléctrica en el año 2015 estuvo más diversificada, al dejar el carbón y la producción nuclear paso a las demás fuentes de energía. Aun así, las energías no renovables fueron las más utilizadas con un 63,1 % respecto a las renovables: 36,9%.

Gráfico 3.15: Estructura de generación en 2015 en España (%)



⁽¹⁾ No incluye la generación de bombeo.

⁽²⁾ Generación incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente: (Red Eléctrica de España, 2016a)

3.2.2.- Noruega

En el año 1982, el Primer Ministro noruego Gunnar Knutsen redactó una carta destacando el gran potencial industrial de la producción hidroeléctrica y la envió al parlamento. Así

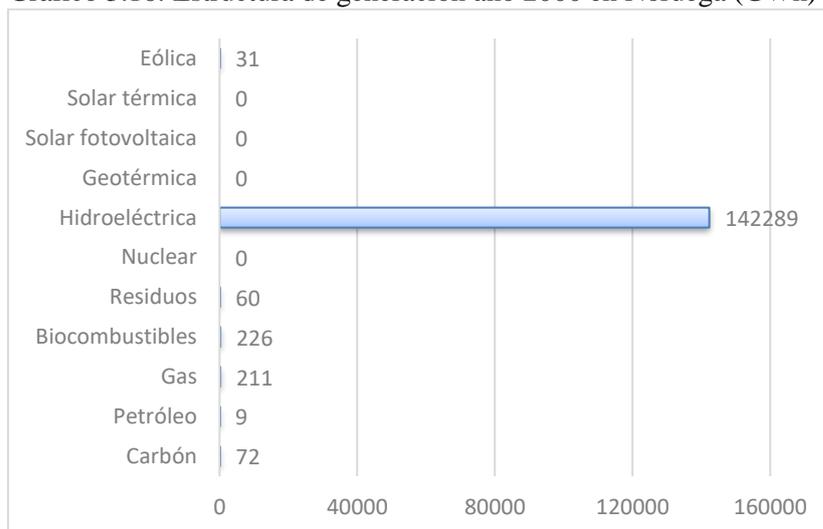
comenzó un importante esfuerzo político para asegurar que los recursos hidráulicos del país serían aprovechados con el fin de beneficiar a la nación. El parlamento noruego respondió a la propuesta del primer ministro regulando la producción hidroeléctrica con el objetivo de que la explotación de esta fuente de energía permaneciese en manos noruegas. Las primeras centrales hidroeléctricas se construyeron en torno al año 1900, cuando las ciudades y pueblos noruegos tuvieron acceso a electricidad. Mientras en otros países la revolución industrial traía como protagonistas al carbón y el petróleo, Noruega se desarrollaba y evolucionaba a través de energías renovables. En el año 1911 la central eléctrica Vemork era la más grande del mundo.

Como se observa en las gráficas 5.5 a 5.8 sobre estructura de generación noruega, un siglo después de la puesta en funcionamiento de las primeras centrales hidroeléctricas, prácticamente toda la producción eléctrica proviene de recursos hidráulicos. Noruega es el mayor productor de hidroelectricidad de Europa y el número seis del mundo.(Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2016)

Además de la hidroeléctrica, la energía eólica y la térmica contribuyen a la producción de electricidad.

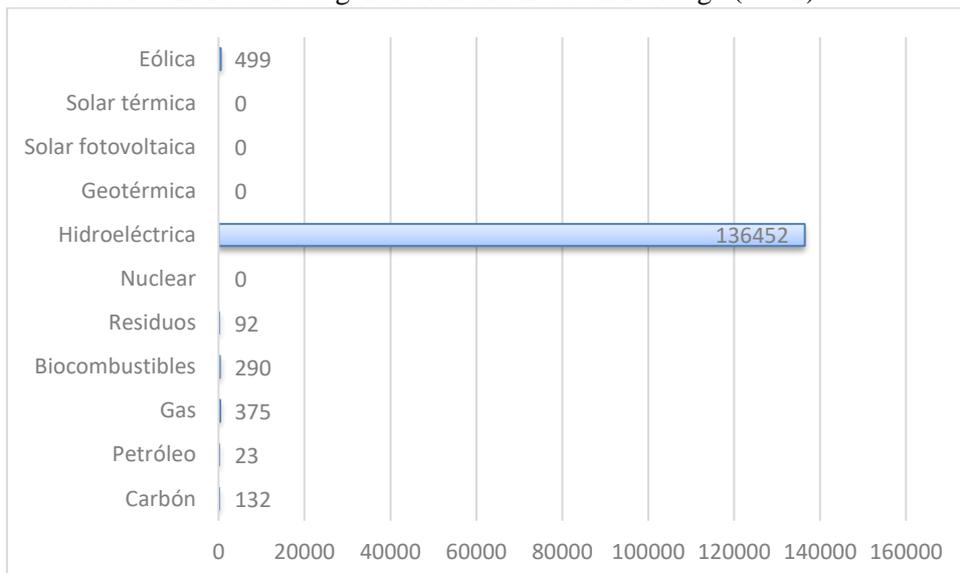
La estructura de generación de electricidad de Noruega en el año 2000 tiene una gran protagonista: la producción hidroeléctrica, que produjo 142.289 GWh.

Gráfico 3.16: Estructura de generación año 2000 en Noruega (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015b)

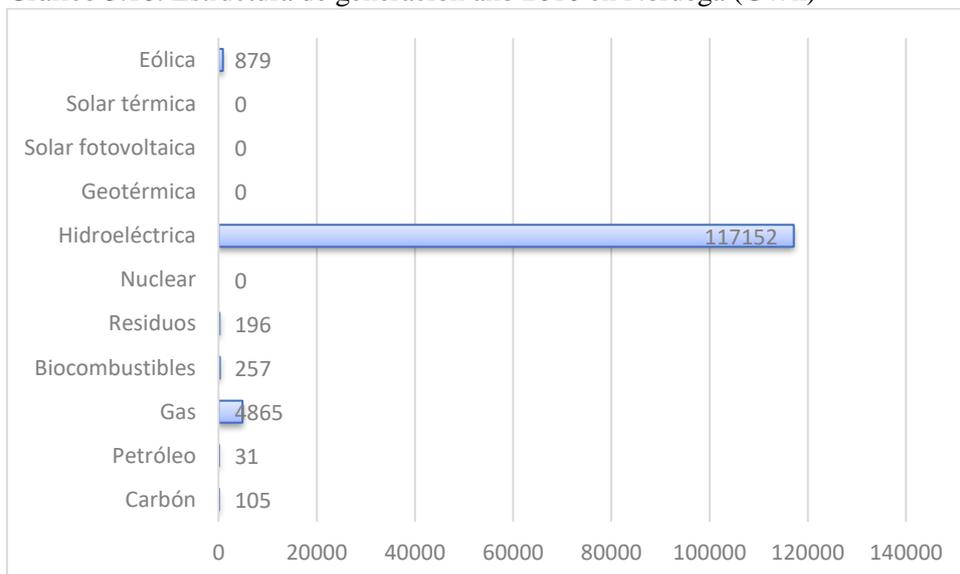
Gráfico 3.17: Estructura de generación año 2005 en Noruega (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015b)

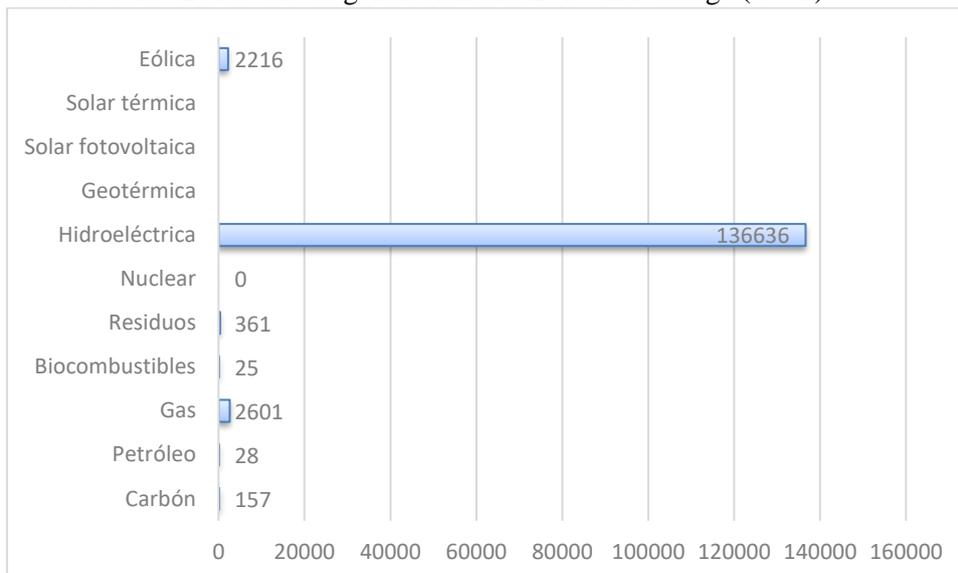
En 2010, aunque la producción hidroeléctrica sigue siendo predominante, vemos un aumento considerable en la producción a partir de gas.

Gráfico 3.18: Estructura de generación año 2010 en Noruega (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015b)

Gráfico: 3.19: Estructura de generación año 2014 en Noruega (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015b)

4. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA PRIMARIA

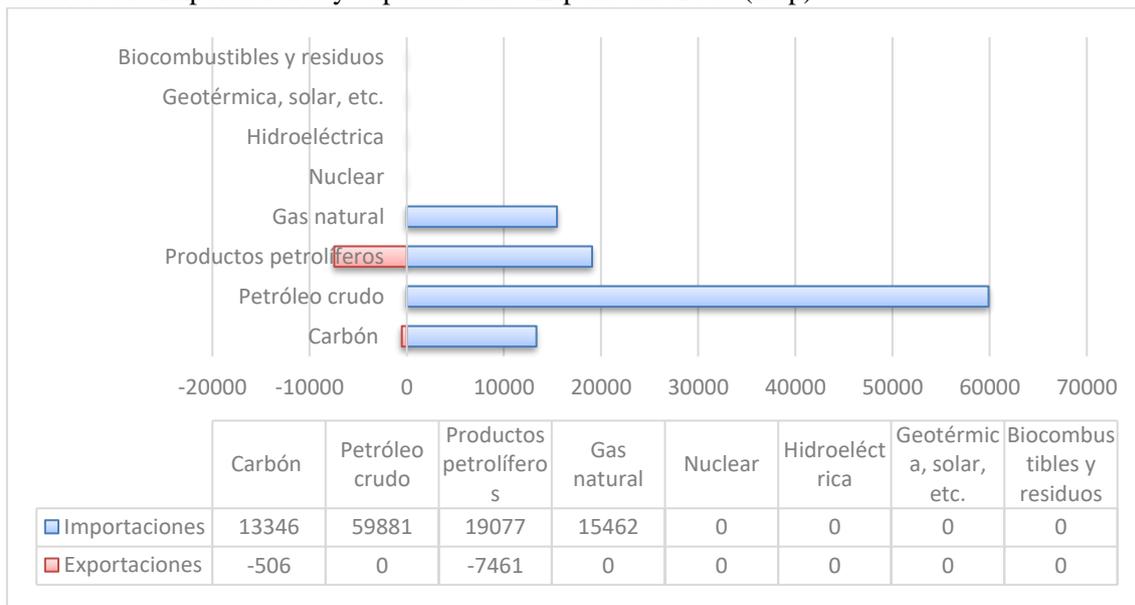
4.1 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES ESPAÑOLAS

A pesar de la creciente importancia de la producción de energía a partir de fuentes renovables, los combustibles fósiles siguen siendo la fuente de energía más importante en nuestro país y en la Unión Europea. España se encuentra en la actualidad entre los diez países miembros de la UE más dependientes de las importaciones con un 98%. En el 2015, el 74% del consumo bruto de energía provenía de combustibles fósiles como el petróleo, gas y carbón.

El descenso de la producción primaria de hulla y antracita, lignito, gas natural y petróleo crudo causó una situación de dependencia de las importaciones de energía primaria para satisfacer la demanda de nuestro país, además de la prácticamente total dependencia del sector del transporte en combustibles fósiles

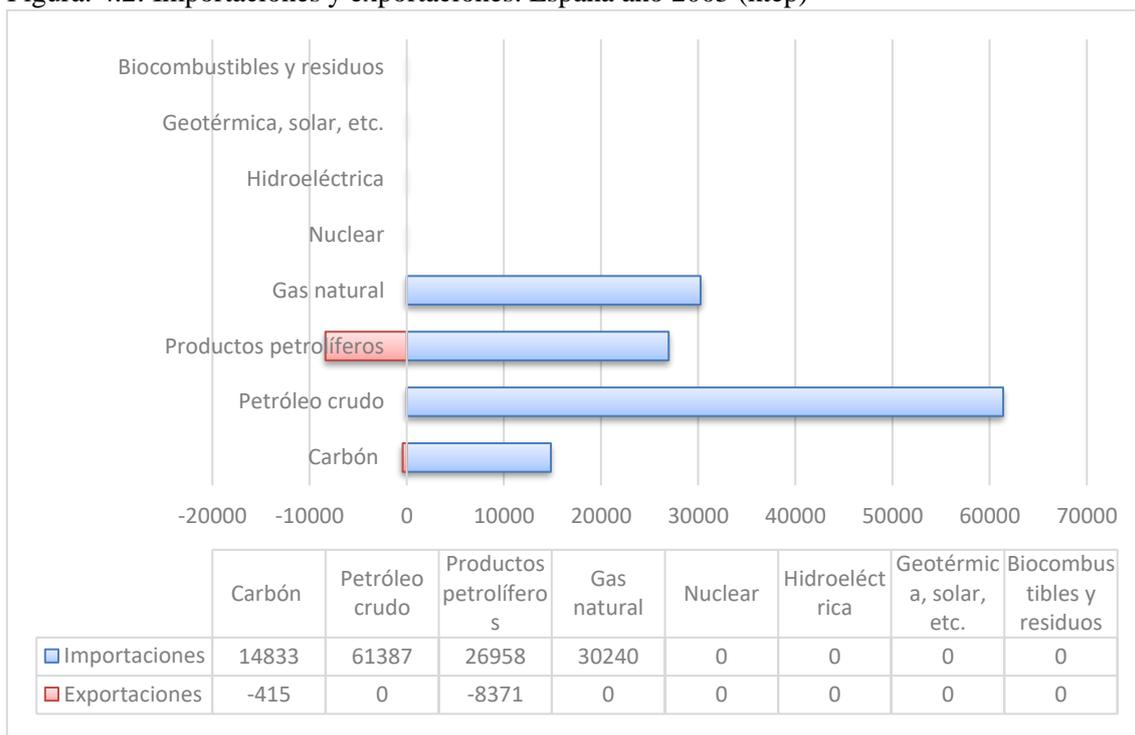
Los principales proveedores de petróleo crudo, gas natural y combustibles sólidos son Rusia y Noruega. (Eurostat, 2016)

Gráfico 4.1: Importaciones y exportaciones. España año 2000 (ktep)



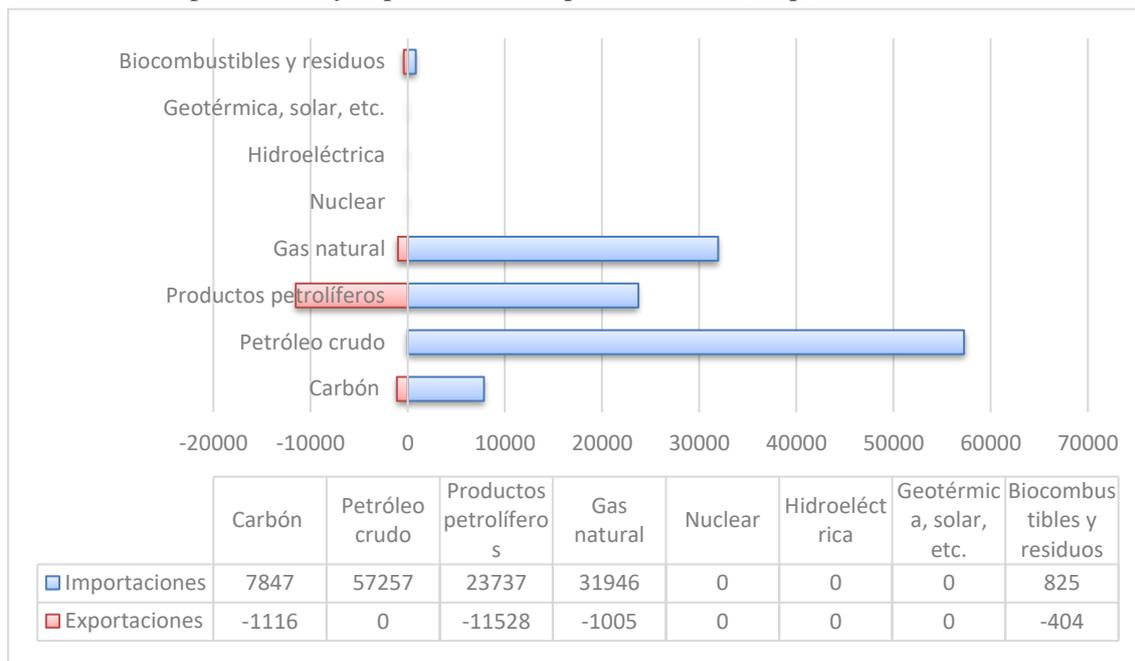
Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015c)

Figura 4.2: Importaciones y exportaciones. España año 2005 (ktep)



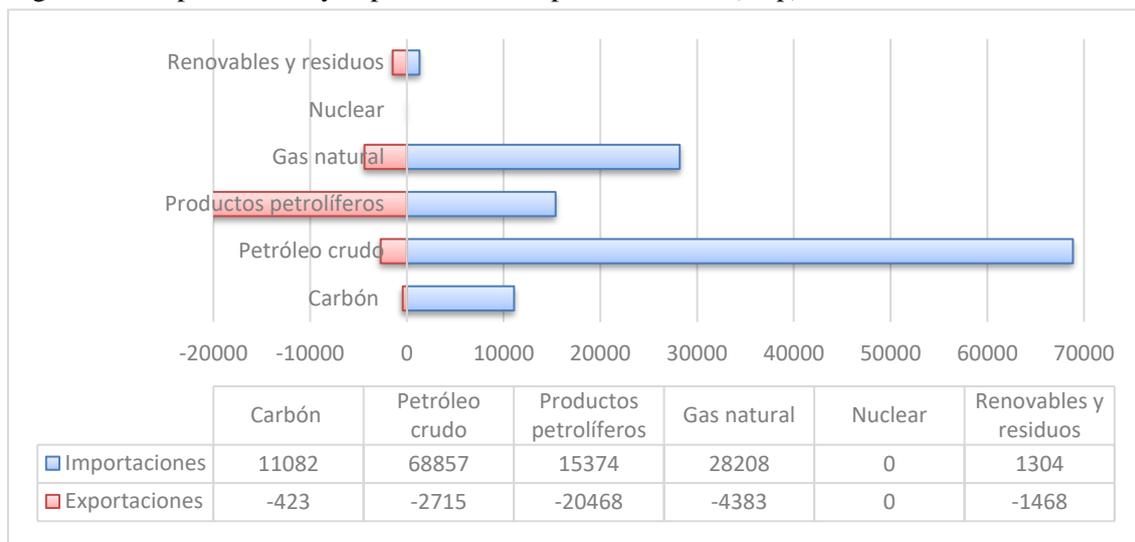
Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015c)

Gráfico 4.3: Importaciones y exportaciones. España año 2010 (ktep)



Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015c)

Figura 4.4: Importaciones y exportaciones. España año 2015 (ktep)



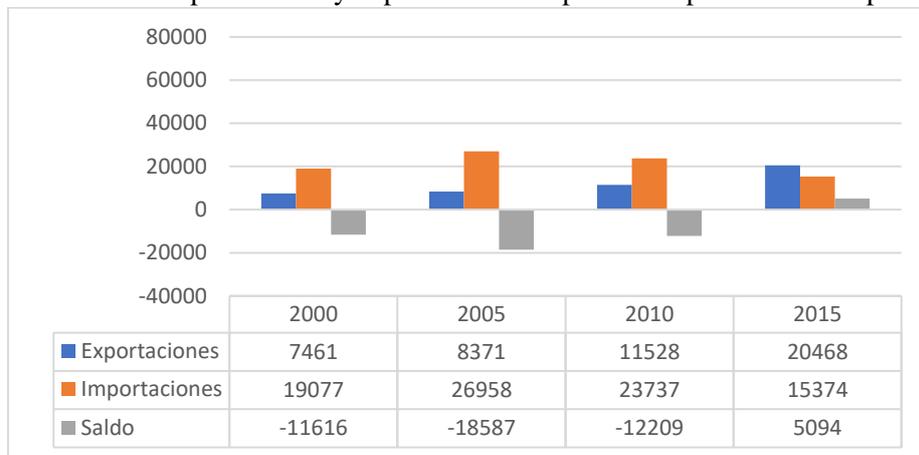
Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015c)

Como se menciona anteriormente, y se ve reflejado en las gráficas 6.1 a 6.4, España depende de las importaciones para los combustibles fósiles. Los yacimientos de petróleo y gas de nuestro territorio no cubren más que el 1% del consumo.

Sin embargo, nuestro país ha ido aumentando las exportaciones de productos petrolíferos, fundamentalmente de gasolinas y gasóleos. Esto se debe principalmente a dos factores: el descenso continuado del consumo interno de estos productos y la mayor eficiencia de las refinерías españolas de Cepsa, BP o Repsol.

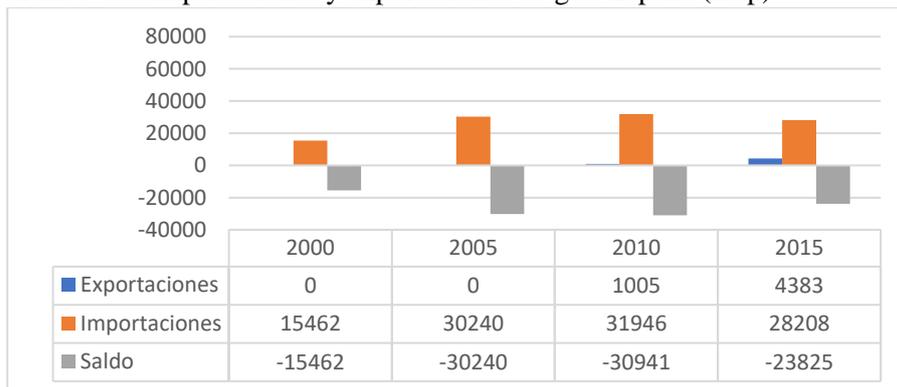
En la gráfica siguiente podemos observar cómo el saldo de la balanza comercial de productos petrolíferos era negativo hasta el 2010, ya que el cambio se produjo a partir del 2012, cuando el saldo comenzó a ser positivo, tendencia que se mantuvo. En el caso de los gasóleos, España exporta a Francia y Portugal e importa de Italia, seguido de Estados Unidos, Holanda y Argentina. Respecto a la gasolina, España siempre ha sido exportador, ya que las refinerías estaban preparadas para este carburante mucho mejor que para producir otros. Exportamos a EEUU, Holanda, Portugal o a Argelia, entre otros. (Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, 2016; González Navarro, 2013)

Gráfico 4.5: Importaciones y exportaciones de productos petrolíferos. España (ktep)



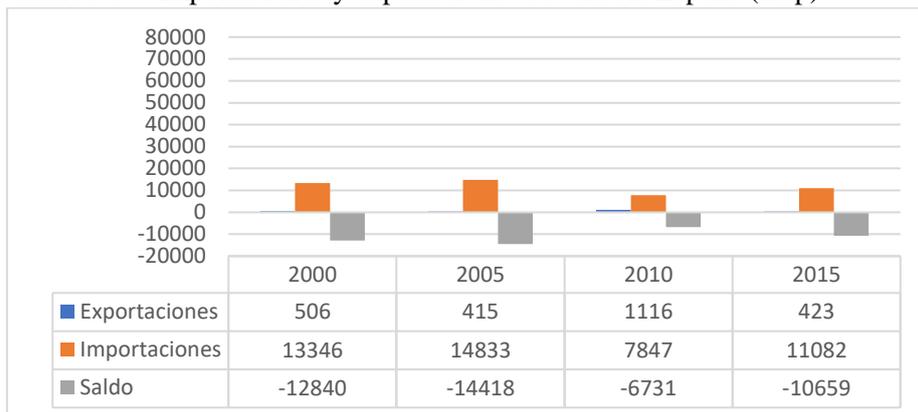
Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015c)

Gráfico 4.6: Importaciones y exportaciones de gas. España (ktep)



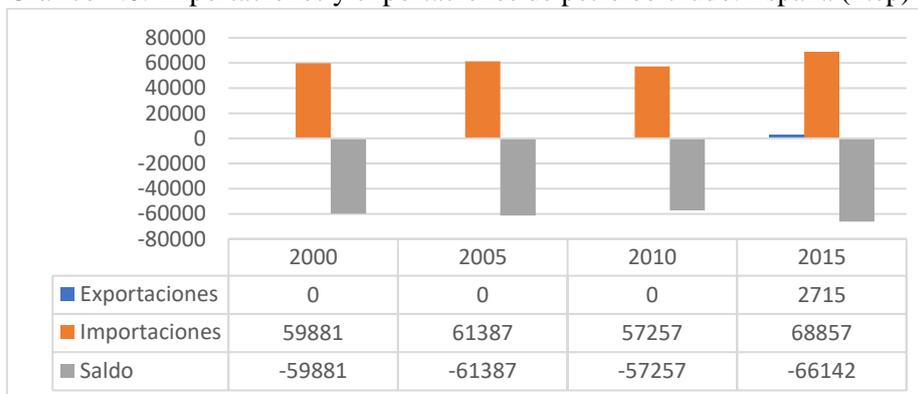
Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015c)

Gráfico 4.7: Importaciones y exportaciones de carbón. España (ktep)



Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015c)

Gráfico 4.8: Importaciones y exportaciones de petróleo crudo. España (ktep)

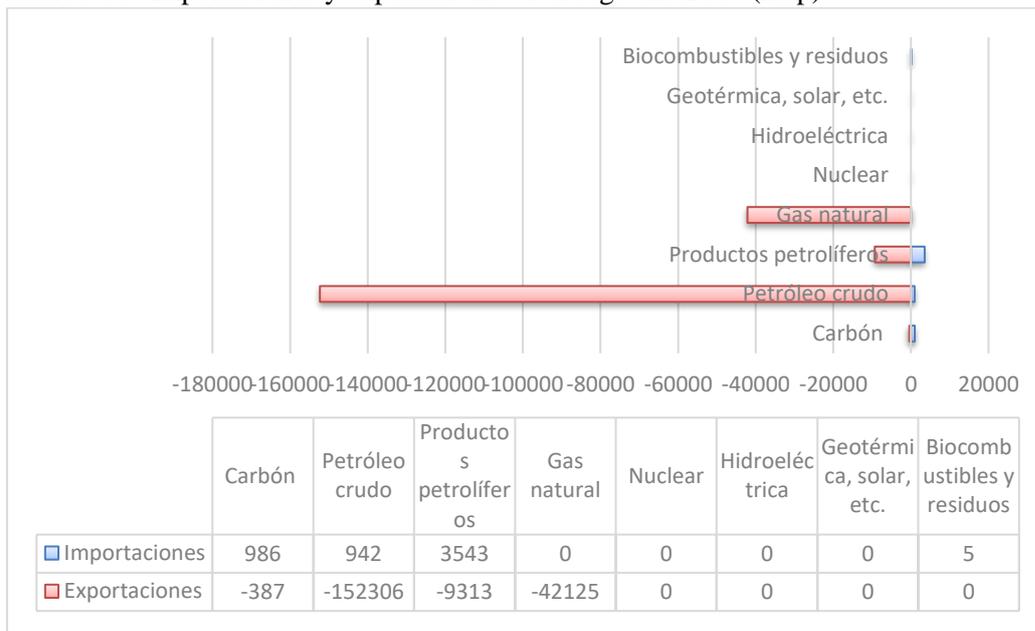


Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2015c)

4.2 IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES NORUEGAS

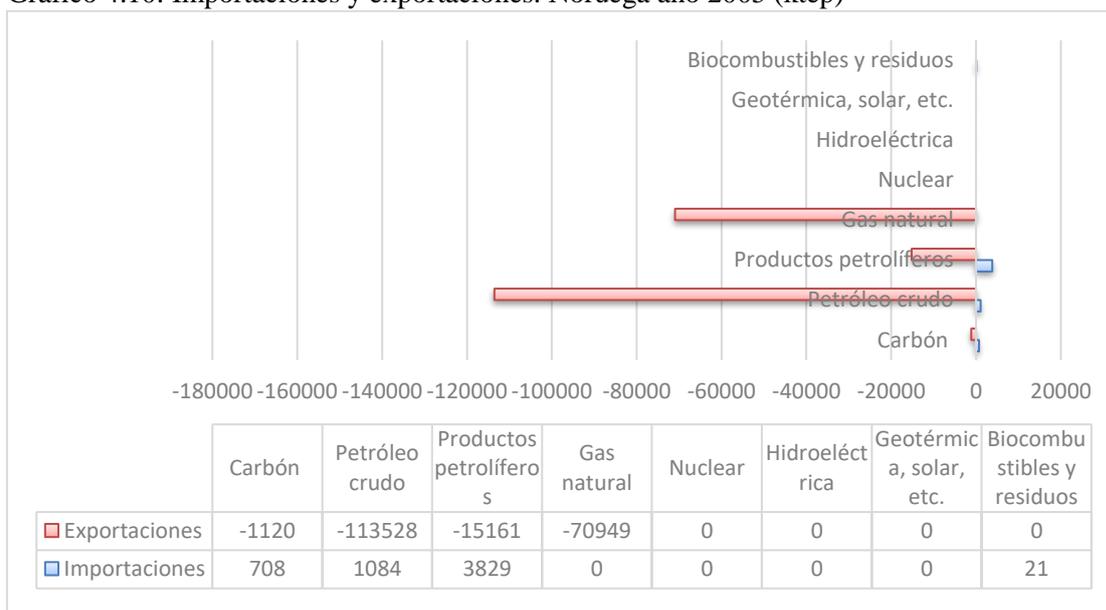
Noruega es uno de los principales proveedores de petróleo y gas en todo el mundo, y prácticamente toda la producción de esta energía se dedica a la exportación. La mayor parte del gas noruego se transporta a través de una red de tuberías marinas subterráneas que llega a otros países de Europa.

Gráfico 4.9: Importaciones y exportaciones. Noruega año 2000 (ktep)



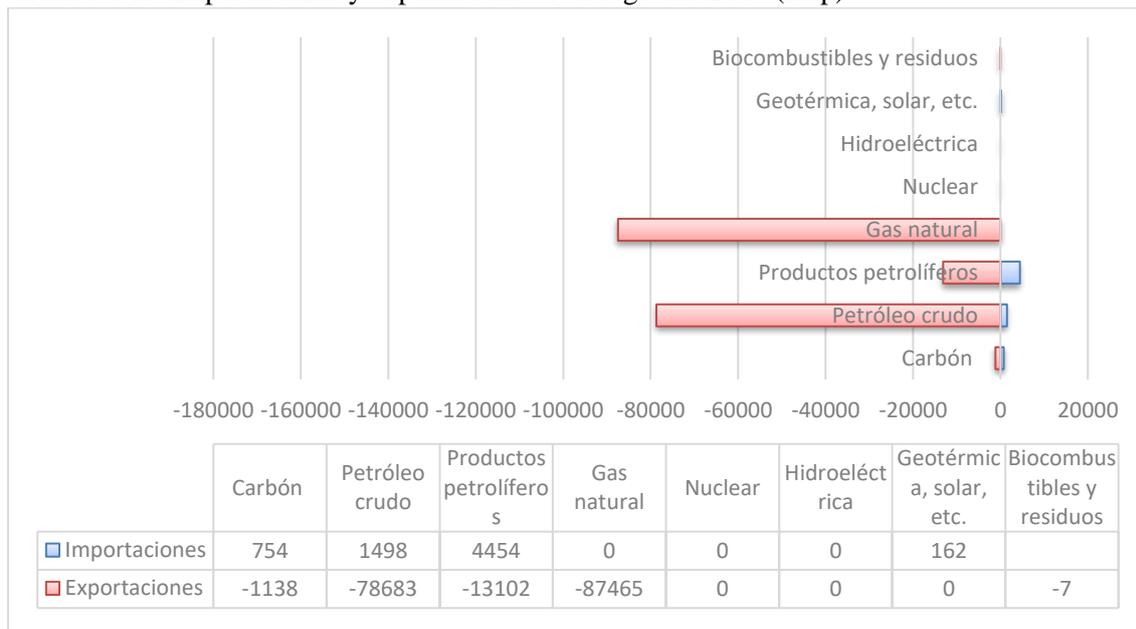
Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2016a)

Gráfico 4.10: Importaciones y exportaciones. Noruega año 2005 (ktep)



Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2016a)

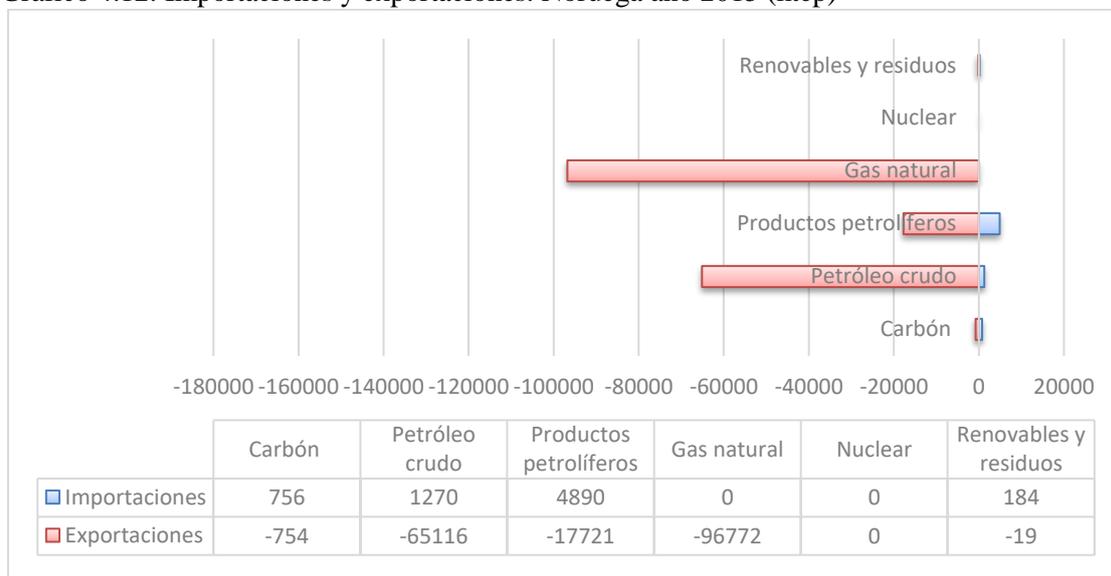
Gráfico 4.11: Importaciones y exportaciones. Noruega año 2010 (ktep)



Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2016a)

En el año 2015, el valor de las exportaciones de petróleo crudo y de gas natural supusieron el 47% del valor total de las exportaciones noruegas. (Norwegian Petroleum Directorate, 2016)

Gráfico 4.12: Importaciones y exportaciones. Noruega año 2015 (ktep)



Fuente: Elaboración propia a partir de (International Energy Agency, 2016a)

Tal y como se observa en las gráficas, Noruega es casi exclusivamente exportador. En el año 2010, el 59,6% de las importaciones de gas natural desde países de la Unión Europea, provenían de Rusia y Noruega. En 2014, este porcentaje aumentó al 69,1%. El porcentaje

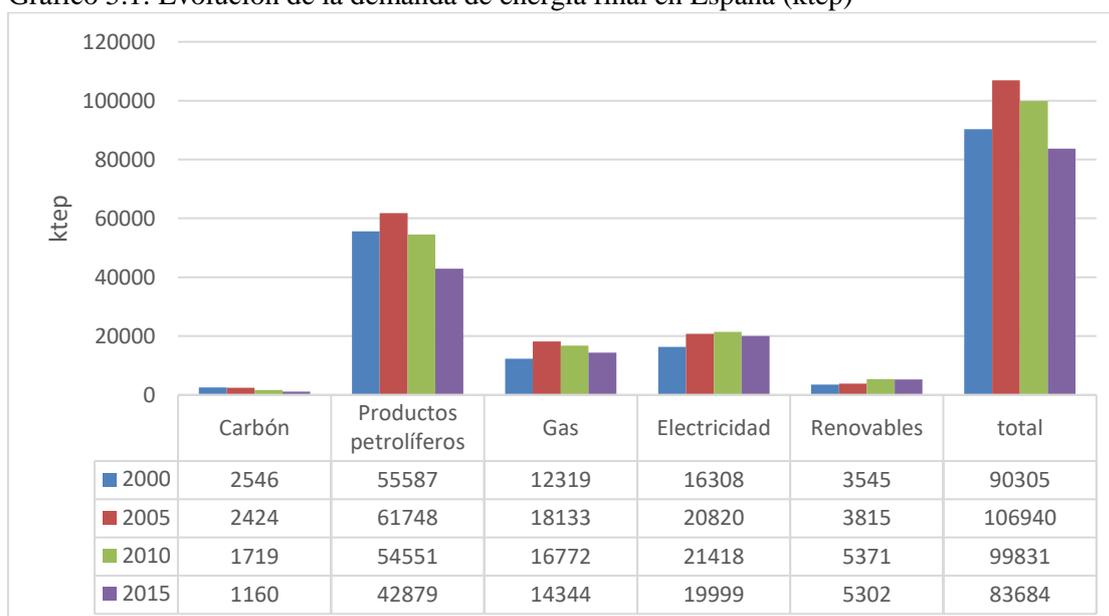
de petróleo crudo procedente de estos dos países que fue consumido en la EU-28 fue de 43,5%.(Eurostat, 2016)

5. DEMANDA DE ENERGÍA

5.1 ESPAÑA

5.1.1 Demanda de energía final

Gráfico 5.1: Evolución de la demanda de energía final en España (ktep)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Cayetano, 2004; Ministerio de Industria, 2001, 2011, 2016)

El consumo final del carbón ha seguido una tendencia decreciente desde el año 2005. Este se concentra en la siderurgia, la industria cementera y el sector residencial. Para los productos petrolíferos, en el 2000 la demanda de gasóleo auto tenía un fuerte crecimiento y la de la gasolina se estancaba. Así mismo, continuaba la baja en la demanda de estos productos para la calefacción, que comenzaban a ser sustituidos por gas natural.

Aumento significativo en la demanda de querosenos de aviación y de gasóleos A y B, mientras que la demanda de gasolina continúa disminuyendo en el 2005. La demanda del gas continuaba aumentando al igual que la electricidad.

Era el año 2010, se produjo un aumento de la demanda energética en la industria, que, tras la fuerte caída del año 2009, se recuperó un 5,6%. Además del incremento en el

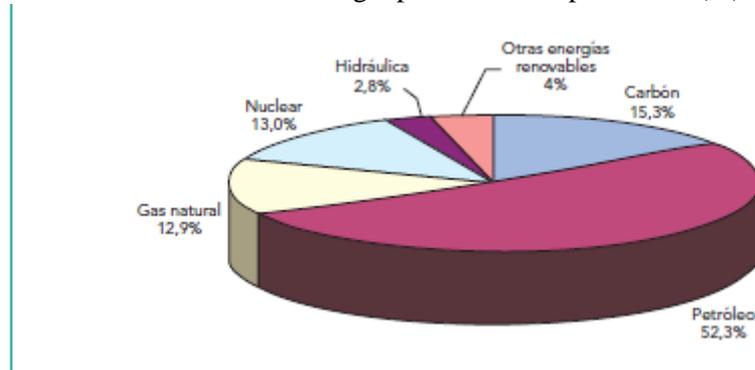
consumo de los sectores residencial y terciario en un 3,9%. Desciende la demanda de productos petrolíferos, en concreto de gasolinas.

Tras la recuperación en el año 2010, la demanda energética en la industria comenzó a descender, al bajar su actividad. La demanda en el sector servicios ha aumentado, así como la de transportes.

5.1.2 Demanda de energía primaria

Parte de la energía primaria se consume directamente y la otra parte se emplea para producir energía eléctrica. Esta transformación conlleva una serie de pérdidas que han de tenerse en cuenta al calcular la demanda total de energía primaria. Por fuentes de energía primaria, en 2001 ya comenzaba el descenso del consumo total de carbón, cuya generación fue menor debido a una buena hidraulicidad en ese año. El gas natural aumenta su demanda debido a su creciente uso en generación eléctrica, tanto en cogeneración como en centrales eléctricas tradicionales. Además, las energías renovables, sin incluir la hidráulica, representan tan solo el 3,8% y se compone en un 70% a la biomasa en usos finales.

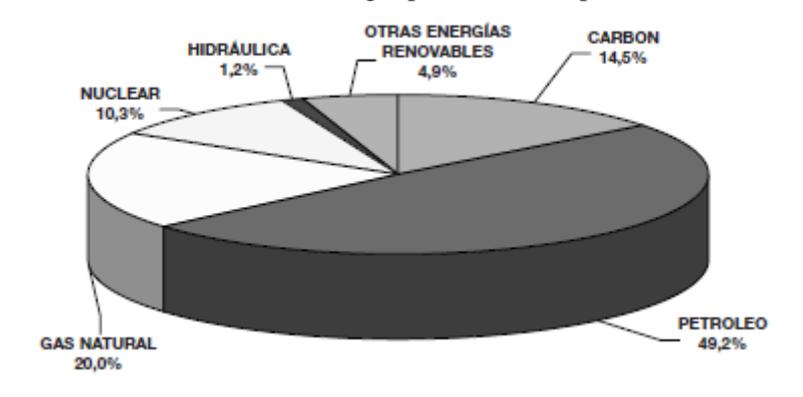
Gráfico 5.2: Consumo de energía primaria en España 2001 (%)



Fuente: (Ministerio de Industria, 2001)

Cinco años después aumenta el peso de la hidráulica, del gas natural, las energías renovables. Un menor peso de la energía hidroeléctrica y de la nuclear.

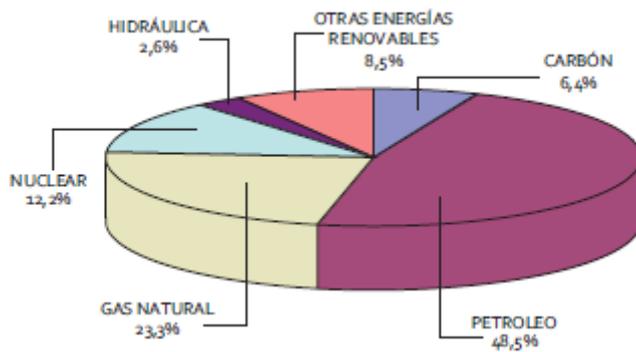
Gráfico 5.3: Consumo de energía primaria en España 2005 (%)



Fuente: (Ministerio de Industria, 2005)

En el año 2010 se aprecia el cambio en la estructura de la generación eléctrica en el que las producciones eólicas, solares y la generación hidroeléctrica hace que se requiera menos la producción termoeléctrica con carbón, gas y productos petrolíferos.

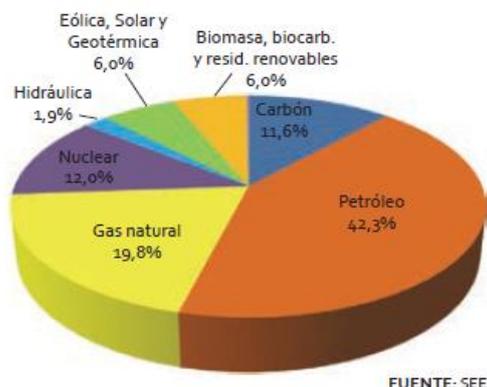
Gráfico 5.4: Consumo de energía primaria en España 2010 (sin incluir saldo eléctrico) (%)



Fuente: (Ministerio de Industria, 2011)

En el 2015, Aumenta el consumo total del carbón, así como la de petróleo y gas natural debido en parte a un año bajo en recurso hídrico y eólico.

Gráfico 5.5: Consumo de energía primaria en 2015 (sin incluir saldo eléctrico) (%)



Fuente: (Ministerio de Industria, 2016)

5.1.3. Demanda de energía eléctrica

La positiva evolución de la economía española en el año 2000, con tasas de variación del Producto Interior Bruto superiores al 5%, afectó al crecimiento de la demanda de energía eléctrica en España. Sin embargo, las benignas temperaturas que se registraron durante ese año provocaron una disminución de 0,8 puntos al crecimiento de esta demanda. Partiendo de la demanda en barras de central y deduciendo las pérdidas en transporte y distribución y el consumo del sector energético, la demanda final de electricidad en el año 2000 fue de 189.633 GWh.

Durante los siguientes cinco años, el crecimiento de la demanda eléctrica se mantuvo por encima de la media registrada en los países de la Unión Europea pertenecientes a la UCTE (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad). El PIB continuó aumentando y su tasa de crecimiento en 2005 alcanzó el 3,4 %. El aumento de la demanda final de electricidad pone de manifiesto el aumento de la actividad económica en el año, con crecimiento en la industria, sector de transportes, doméstico y terciarios que hicieron que el consumo final de la electricidad fuese de 242095 GWh en el 2005, un 4,5% superior al de su año anterior.

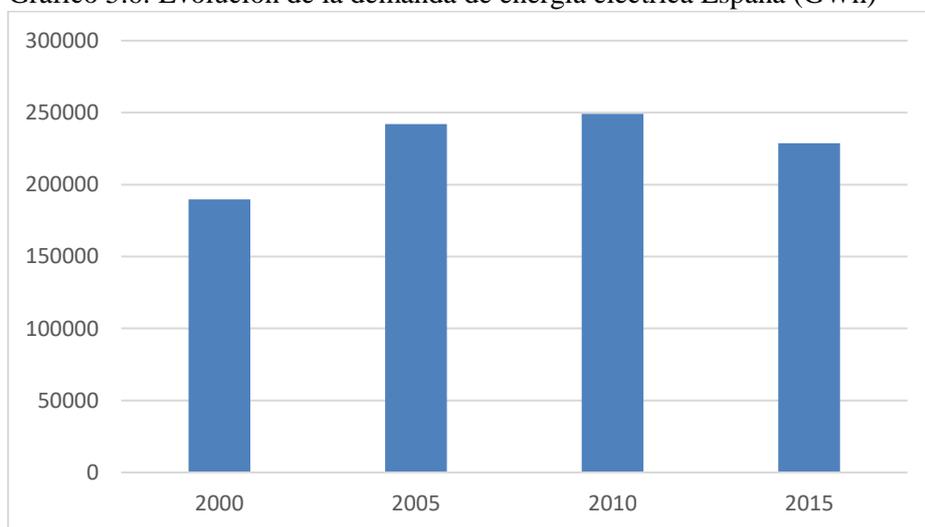
Desde 2005 hasta 2010, la evolución de la demanda eléctrica fue inestable. En los años 2006 y 2007 la demanda eléctrica continuó creciendo, pero en el último cuatrimestre del año del 2008, debido a la situación económica del país, la demanda de electricidad comenzaría a disminuir. El PIB español se redujo un 3,6% en el año 2009, lo que muestra un brusco cambio respecto a la situación de los primeros años de la década. Esta crisis

económica, que afectó prácticamente a todo el planeta, produjo un decrecimiento del 4,5% en la demanda eléctrica peninsular. Cambio brusco si lo comparamos con el crecimiento del 1% del año anterior.

En 2010 se atisba una recuperación al crecer la demanda eléctrica en un 2,1% respecto al año anterior. La mayor actividad de algunos sectores de la economía y la mejora de eficiencia del consumo eléctrico, así como las condiciones meteorológicas que han sido más duras que el año anterior, el consumo final de electricidad fue de 249.051 GWh.

Pero desde 2010 a 2015 se registraron variaciones negativas de consumo eléctrico, hasta que en el 2015 volvió a crecer, alcanzando los 228.837 GWh. El PIB también experimentó un crecimiento, este del 3,2% respecto a 2014.

Gráfico 5.6: Evolución de la demanda de energía eléctrica España (GWh)

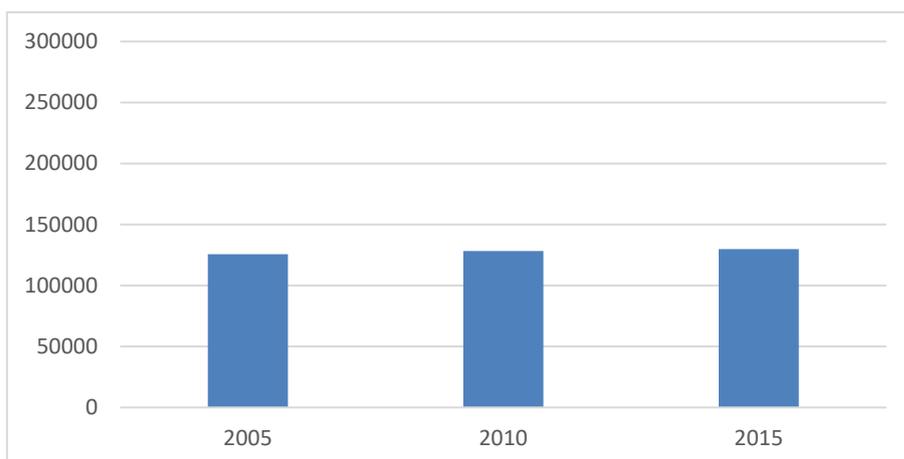


Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2001, 2006, 2011, 2016a)

5.2 NORUEGA

En la región nórdica los precios de la electricidad han sido históricamente bajos, dada la eficiencia en el coste de la generación hidroeléctrica. Esto ha conllevado a que un gran número de hogares en Noruega se calienten con electricidad, lo que incrementa su consumo y lo hace superior al de otros países europeos. La demanda de energía eléctrica depende del desarrollo del Producto Interior Bruto y de las temperaturas anuales, por lo que se observa un menor consumo en los meses de verano y mayor en aquellos de invierno.

Gráfico 5.7: Evolución de la demanda de energía eléctrica en Noruega (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Nordic Energy Regulators, 2006, 2010, 2014)

En el año 2005, la demanda eléctrica en Noruega era de 125.600 GWh, lo que representaba el 51% de la española para ese año. En el año 2010, aunque aumentaba ligeramente, era el 51,5% de la española. En 2015 era el 56,76%.

6.- EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

El sector eléctrico español está regulado en la actualidad por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico. Su objetivo final es la reducción de costes, pero garantizando suministros de energía eléctrica de calidad, seguros, eficientes y transparentes.

Este sector ha sido objeto de una intensa transformación desde el año 1998, ya que antes estaba caracterizado por la concentración de una serie de empresas cuyas actividades estaban en régimen de monopolio y con una importante estructura vertical.

El proceso de liberalización se inició con la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico, que contemplaba una menor intervención del Estado en el sistema y su gestión, la posibilidad de acceso a terceros en las redes y la creación de un mercado de energía en el que los consumidores tendrían libertad de decisión para elegir y contratar a los suministradores. Por otro lado, el principio de reconocimiento de costes, que tenía como propósito determinar la retribución de la producción dejó paso a la instauración de un mercado mayorista. (España, 1997a)

Sin embargo, aunque esta ley consiguiera cumplir con los objetivos de medio ambiente, de liberalización del sector o de garantizar la creciente calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica, el sector incurrió en déficit estructural debido a los altos costes de la prestación del servicio en comparación con los ingresos generados. Las altas inversiones en redes de transporte, distribución y en tecnologías para la generación de energías renovables; así como el exceso de capacidad de centrales térmicas de ciclo combinado de gas fueron algunas de las causas del aumento de los costes del sistema eléctrico. Mientras que los ingresos, inferiores a los gastos, disminuían, tal y como lo hacía la demanda eléctrica en nuestro país fruto de la crisis económica que se atravesaba.

Estos desequilibrios elevaron los “peajes” o tarifas de acceso, destinados a cubrir el pago de los costes fijos que el sistema genera, un 122% entre 2004 y 2012, situando el precio de la electricidad en España muy por encima de la media de la Unión Europea. y destacaron la necesidad de un nuevo marco regulatorio que estabilizase la situación económica y financiera de este sector, considerado de interés económico general e imprescindible para la actividad económica y humana en el presente. (España, 2013)

El suministro de energía eléctrica incluye las actividades de generación o producción, transporte, distribución, servicios de recarga energética comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales y la gestión técnica y económica del sistema.

Las personas físicas o jurídicas que generan energía y mantienen, construyen y operan las instalaciones de producción se definen como productores de energía eléctrica. Este mercado de producción de energía eléctrica se compone de las compras y las ventas de energía y de otros servicios relacionados con esto y que deberá ser en régimen de libre competencia. Estas transacciones comerciales podrán tener lugar en el mercado diario, mercado intradiario, mercados a plazo o no organizados y servicios de ajuste y de balance.

La red de transportes transmite la energía eléctrica a los distintos sujetos y sirve también para transmisión de esta en los intercambios internacionales. Red Eléctrica de España se encarga del transporte primario de electricidad.

La distribución lleva esta energía eléctrica desde las redes de transporte, o desde otras redes de distribución, hasta los consumidores finales.

La actividad de comercialización se centra en la venta de la energía eléctrica a los consumidores finales. Ya mencionado anteriormente, los servicios de comercialización y de recarga eléctrica deberán garantizar la libertad de elección de los consumidores y ambas partes podrán negociar las condiciones.

Otros sujetos que participan en el suministro de energía eléctrica son:

- Operador de mercado: Es el responsable de la gestión económica del sistema, es decir, de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario. Este operador, que es una sociedad mercantil, se llama OMI-POLO ESPAÑOL S.A. (OMIE).
- Operador de sistema: Es el responsable de la gestión técnica del sistema: garantizar la seguridad y calidad del suministro y el correcto funcionamiento y coordinación del transporte y distribución de la energía eléctrica. Esta tarea la lleva a cabo la sociedad mercantil denominada Red Eléctrica de España S.A. (REE). El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá autorizar y designar a la sociedad mercantil que actúa como operador del sistema a ejercer como gestor de la red de transporte, a petición de la interesada.
- Gestores de carga del sistema: son aquellas sociedades mercantiles cuya actividad es el suministro de energía eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos. Se regula a través del Real Decreto 647/2011. (España, 2011).

6.1 EL OPERADOR DEL SISTEMA Y GESTOR DE LA RED DE TRANSPORTE

6.1.1 Descripción

Red Eléctrica de España (REE) fue fundada en el año 1985 conforme a la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, por la que se convirtió en la primera compañía del mundo en ser Operador del Sistema y transportista de energía eléctrica con régimen de exclusividad. (Red Eléctrica de España, 2016b)

Sus principales funciones son tratar de mantener el equilibrio entre producción y demanda mediante la emisión de las previsiones de demanda de energía eléctrica y la intervención en las centrales de generación y transporte eléctrico. Para garantizar el equilibrio, enviará órdenes a las centrales para que aumenten o reduzcan su producción de energía.

Además, transporta la energía eléctrica desde estos centros de producción a las zonas de consumo. La red de transporte, que es de alta tensión, cuenta con aproximadamente

42.000 km de líneas eléctricas y es mantenida y gestionada por REE. También tramita el tránsito de energía entre sistemas exteriores.

Los mercados de servicios de ajuste, otro de los servicios gestionados por Red Eléctrica de España, se basan en solventar las restricciones técnicas en los programas de producción en las centrales de generación y en el consumo de bombeo, minimizando los costes. Posteriormente, se reequilibra la generación y demanda que fueron modificadas.

Con el objetivo de gestionar la demanda, REE efectúa los servicios de interrumpibilidad. Estos se producen cuando REE ordena a los grandes consumidores de energía eléctrica, la gran industria, que reduzcan su demanda de energía tras producirse un desequilibrio con el fin de evitar que el resto de consumidores se queden sin electricidad. REE compensa a los grandes consumidores de electricidad afectados por este servicio con una retribución económica

6.1.2 Responsabilidad Social Corporativa de REE

El objeto de este subapartado es conocer cómo afectan e impactan las infraestructuras de los gestores de las redes de transporte en el medio ambiente.

La Responsabilidad Social Corporativa se manifiesta en los distintos ámbitos en los que la actividad empresarial impacta a sus clientes, empleados, accionistas, comunidades locales, al medioambiente y a la sociedad en general. La defensa de los intereses de los consumidores, la protección del medio ambiente, la lucha contra el fraude y la corrupción, el respeto de los derechos humanos y las cuestiones relacionadas con el empleo son los ámbitos que se encuentran en las tres áreas principales que abarca la RSC: la medioambiental, la económica y la laboral.

Red Eléctrica, como gestor de la red de transporte, es el responsable de las líneas eléctricas y de las subestaciones, al igual que el impacto que estas provocan en el medio ambiente y en los paisajes por donde pasan. En la actualidad la red de transporte está compuesta por más de 43.000 kilómetros de líneas eléctricas de alta tensión y más de 5.000 posiciones de subestaciones.

Uno de los impactos es el visual, por lo que REE trata de colocar las instalaciones lejos de los núcleos urbanísticos o de mayor población, al igual que aquellos lugares considerados de gran valor paisajístico. Además, realizan acciones de reparación de zonas afectadas y la menor visibilidad para las subestaciones integrándolas en el paisaje.

REE surgió en 2010 con un plan estratégico de protección de la biodiversidad, que consiste en medidas preventivas de incendios, de incidencias de las aves en las instalaciones eléctricas, de protección de hábitats y especies en las actividades de implantación de instalaciones. También evitan iniciar sus actividades en las zonas de importante biodiversidad.

REE controla sus emisiones a través de una metodología reconocida internacionalmente: La Public Available Specification (PAS 2050) y el Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte de emisiones de GEI del GHC Protocol.

Las medidas de compensación de las emisiones consisten en el proyecto energético de Guatemala, de China y en la creación del Bosque de Red Eléctrica.

El proyecto energético de Guatemala consiste en la adquisición de créditos de carbono tipo CER, acreditada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Con el objetivo de producir energía geotérmica, que reduce las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Guatemala y contribuye a la independencia energética del país. Este proyecto contribuye a la creación de empleo local, además de la implantación de un programa de reconstrucción de carreteras y de plantaciones de árboles.

REE compensó 16,54 toneladas de CO₂ y por ello ha adquirido los créditos de carbono tipo (CER). El proyecto se centra en la generación eólica de la provincia de Gansu en China.

Respecto al Bosque de Red Eléctrica: en 2009 nace el proyecto del Bosque de Red Eléctrica, en el que ayudaron a levantar un bosque que había sido destruido. Hasta el 2014, se habían plantado 350.000 árboles y recuperado 568 hectáreas de terreno degradado y compensado cerca de 97.000 toneladas de emisiones de CO₂ emitidas, y creado 4.000 puestos de empleo local.(Red Eléctrica de España, 2016c)

Red Eléctrica también actúa desde su Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) para integrar las energías renovables en el sistema eléctrico de forma eficiente y segura, además de las actuaciones orientadas a la gestión de la demanda y de los consumos energéticos propios para reducirlos.

6.2. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Al igual que se necesitan carreteras, líneas ferroviarias o de comunicaciones para intercambiar mercancías o datos, las líneas y subestaciones eléctricas hacen posible las interconexiones para el intercambio internacional de energía entre países vecinos, por lo que los países que tengan conectados sus sistemas eléctricos puedan beneficiarse de las interconexiones para una mayor seguridad de suministro, calidad y una mejor integración de las energías renovables. (Red Eléctrica de España, 2017)²

6.2.1. Regulación

Las interconexiones internacionales de electricidad están reguladas tanto en un contexto nacional como europeo. La Unión Europea subraya la necesidad de la existencia de un mercado interior único de electricidad en un futuro, en el que todos los países miembros puedan tener acceso a los beneficios que a continuación se reportan.

La Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE pone de manifiesto los beneficios de la implementación del mercado interior de electricidad, cuyo origen se remonta a 1999 pero el cual aún sigue en proceso evolutivo. en el que los consumidores de electricidad de la Unión Europea tendrán la posibilidad de libre elección de sus suministradores, además de la oportunidad de creación de oportunidades comerciales y de fomento del comercio transfronterizo, que darán lugar a precios más competitivos, a mayor seguridad del suministro e incremento de la calidad del servicio. Sin embargo, en la actualidad siguen existiendo obstáculos que dificultan las condiciones de igualdad. Por ello es conveniente que las interconexiones transfronterizas sigan desarrollándose. Además de implementar una serie de medidas reguladoras. En esta Directiva se presentan una serie de normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad. Con este objetivo, los países miembros de la Unión Europea pueden imponer a las empresas eléctricas que cumplan con sus obligaciones en materia de seguridad de suministro, regularidad, calidad, precios transparentes, protección del medio ambiente, etc. Además de garantizar que los consumidores tengan acceso a sus derechos, tales como la libre elección de suministradores, el acceso a la información de su consumo, el impacto en el medio

² Para poder entender mejor la terminología en esta materia, véase el glosario del Anexo 1

ambiente que causan sus servicios, etc. .(Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2009a).

Por otro lado, en el artículo 21, sobre intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad, de la Ley 24/2013 del Sector eléctrico se establece que tanto las compras como las ventas de energía a través de las interconexiones con otros Estados miembros de la Unión Europea o terceros países podrán llevarse a cabo por comercializadores, productores o consumidores directos en mercados definidos en el artículo 6 de esta Ley. Para que estas interconexiones se produzcan, es el Operador del Sistema el que tiene que aceptar o denegar estas operaciones. Cuando el intercambio de energía eléctrica sea entre España y un tercer país, no miembro de la UE, se requerirá la autorización del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Respecto a los costes del sistema que se generen en la interconexión, el exportador de energía eléctrica deberá abonar los correspondientes. (España, 2013)

El Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad pone de manifiesto los existentes obstáculos de venta de energía eléctrica en condiciones justas y de igualdad en la Comunidad. Además, considera que se requiere una mayor colaboración y coordinación entre los gestores de redes de transporte para crear códigos de red que garanticen la planificación y evolución técnica del sistema de transporte de la Comunidad, en lo que se incluyen la creación de capacidades de interconexión. Con el objetivo de permitir el comercio y suministro de electricidad transfronterizo debe constituirse una Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (“REGRT”). Esta cooperación a nivel regional debe ser compatible con el avance hacia el mercado interior de electricidad competitivo y eficaz. Estos gestores de redes, tanto de los que proceden los flujos transfronterizos como donde estos terminan, serán compensados por los costes que estas actividades deriven. Es necesaria la armonización debido a las diferencias entre los sistemas de tarificación aplicados en los Estados miembros. Además, las tarifas no serán impuestas según la distancia entre productores y consumidores finales para que estas sean no discriminatorias, transparentes y a fin de que reflejen el equilibrio entre generación y consumo de electricidad de la región en concreto. (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2009b)

La Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, así como la metodología relativa a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema.

En la que se establecen varios puntos a destacar:

- Los programas de intercambio de energía en las interconexiones internacionales siempre se expresarán en Megavatios-hora (MWh) con un máximo de una cifra decimal.
- El Gobierno tiene la potestad de vedar exportaciones de electricidad cuando estas supongan un riesgo para la prestación del suministro de energía eléctrica.
- Las conclusiones de congestiones en las interconexiones se determinarán respetando criterios técnicos o de seguridad.
- En cuanto al intercambio transfronterizo de servicios de equilibrio:
- El Operador del Sistema puede gestionar los intercambios de energías de balance o de reserva de potencia a corto plazo con el fin de asegurar y garantizar las condiciones de calidad y seguridad del suministro establecidas. Así, los mecanismos de gestión de los servicios de equilibrio en las interconexiones del Sistema Eléctrico español serán mecanismos coordinados con los Operadores de los respectivos Sistemas Eléctricos europeos y seguirán los principios de correspondencia, claridad y no discriminación entre ellos. Además, se fundamentarán en la utilización de la capacidad de intercambio que resulte disponible tras las operaciones del mercado intradiario

6.2.2. Interconexión entre España y Portugal

La utilización de la capacidad física de la interconexión entre España y Portugal se hace a través de separación de mercados o “market splitting”, que obedece los siguientes fundamentos:

Antes del comienzo de las sesiones del Mercado Diario e Intradiario de producción, el Operador del Sistema español junto con su equivalente portugués informarán al Operador del Mercado sobre la capacidad de intercambio disponible en la interconexión tanto de exportación como importación. La participación en este proceso de separación de mercados se mostrará con las presentaciones de ofertas de compra y venta de energía en

el Mercado Diario e Intradía de producción. Estas ofertas de compra y venta se liquidan a los precios marginales que resulten de los mercados.

Se introduce un nuevo término, renta de congestión, para denominar los ingresos que se generan en la liquidación del Mercado tras el proceso de separación de Mercados. Esta renta de congestión se calcula como el producto de la diferencia de precios en valor absoluto de cada Sistema Eléctrico la capacidad de intercambio empleada en el proceso. Esas ganancias se repartirán a partes iguales, 50% para el Sistema Eléctrico español y la otra mitad para el homólogo portugués.

En el caso de que disminuyese esa capacidad de intercambio tras haberse cerrado el período de modificación, los Operadores del Sistema de los dos países procederían a efectuar los servicios de ajuste generación-demanda.

Como se mencionaba anteriormente, existe una cobertura de riesgos de precios, la cual se gestiona con una subasta de contratos para las diferencias de precios horarias del mercado diario entre ambos Sistemas Eléctricos. El nominal de estos convenios es de 1 MW y existen dos tipos: “1.- Contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal” y “2.- Contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal a España”. Es el OMI-Polo Portugués (OMIP) la entidad gestora de las subastas en relación con los contratos financieros. Además, la posición de Contraparte Central, que consiste en convertirse en comprador frente al vendedor y viceversa, y el responsable de la liquidación de los contratos y del mercado secundario la ocupará OMIClear, responsable de la Plataforma de Compensación del mercado de derivados eléctricos. (OMI-Polo Portugués, 2017).

La entidad supervisora de las subastas será la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) junto con el homólogo portugués. Estos publicarán, a través de una Resolución, la convocatoria de la subasta, los contratos negociados y sus horizontes temporales (anuales, trimestrales y/o mensuales), el número total de contratos ofrecidos por el Sistema eléctrico español y el portugués en cada subasta y las ofertas de venta de contratos que presenten los sujetos participantes de la subasta.

Los sujetos participantes en las subastas tienen las obligaciones de firmar el contrato tipo con las condiciones y formalidades que se determinen, llevar a cabo el procedimiento de registro en la subasta tal y como esté establecido, aceptar los resultados de la subasta cuando estos sean validados por la CNMC y mantener la confidencialidad de la información recibida en la subasta cuando esta no se haga pública. Por otro lado, entre

sus derechos se encuentra el participar en la subasta y el acceso a la información relacionada con la subasta.

El adjudicatario como comprador deberá abonar el precio de equilibrio de la subasta (prima) de los contratos en los que sea titular y tendrá derecho a cobrar el importe resultante de la liquidación de los contratos de los que sea titular.

El adjudicatario como vendedor tiene el derecho de cobro del importe de equilibrio de la subasta (prima), es decir, el producto del precio de equilibrio de la subasta de su tipo de contrato (1 o 2) por el número de los contratos en los que tenga el título de vendedor y tendrá la obligación de pagar el importe que resulte de la liquidación de los contratos de los cuales sea titular.(España, 2014)

Se entiende por liquidación de los contratos adjudicados el importe resultante que los deudores deben pagar y los acreedores tienen derecho a cobrar.

Respecto a los contratos tipo 1 y 2 de los que se refería anteriormente, el proceso de liquidación es el siguiente:

En el contrato tipo 1 (exportación de España hacia Portugal):

- El comprador tendrá el derecho a cobrar el producto de la energía asociada al nominal del contrato de potencia horaria por el sobrante del precio del mercado diario portugués (P_p) y el respectivo español (P_e) cuando esta diferencia ($P_p - P_e$) sea positiva.
- El vendedor: tendrá la obligación a pagar el resultado de la operación anterior.

En el contrato 2:

- El comprador cobrará el importe resultante de multiplicar la energía asociada al nominal del contrato de potencia cada hora por la resta del P_e (precio del mercado diario en el polo español) y el P_p cuando esta diferencia ($P_e - P_p$) sea positiva.
- Y el vendedor pagará ese importe.

6.2.3 Interconexión entre España Y Francia

El proceso de intercambio de energía eléctrica es notablemente distinto al portugués.

El mecanismo utilizado para las congestiones y la asignación de capacidad consistirá en dos procesos suplementarios.

Hay tres horizontes temporales posibles y el procedimiento variará en función de ellos:

1. En el horizonte de largo plazo: se realizarán subastas explícitas gestionadas por los Operadores de los Sistemas Eléctricos francés y español y el ámbito temporal no será superior al año.
2. Horizonte diario: el mecanismo es de acoplamiento de mercados y lo gestiona el Operador de Mercado con la cooperación de los operadores de mercados europeos acoplados con el mercado ibérico.
3. En el intradiario, al igual que en el de horizontes a largo plazo, los gestores son los Operadores de los Sistemas de ambos países mediante el mecanismo de subastas explícitas.

Para el mecanismo de subastas explícitas, el Operador del Sistema español en colaboración con el francés determinarán los derechos de uso de la capacidad de interconexión en cada dirección, dependiendo del precio ofertado, así, se comenzará por el más alto prosiguiendo hasta que no quede más capacidad disponible en esa subasta. El Operador del Sistema informará al Operador del mercado de la capacidad comercial de intercambio máximas previstas para cada semana. Los volúmenes y precios que resulten de estas subastas explícitas de capacidad serán publicados por el Operador del Sistema.

En cambio, en el horizonte diario, la gestión de congestiones se llevará a cabo mediante el mecanismo de acoplamiento de los mercados, administrado por el Operador de Mercado español y europeos acoplados en el sistema ibérico. Los principios por los que se rige son los siguientes:

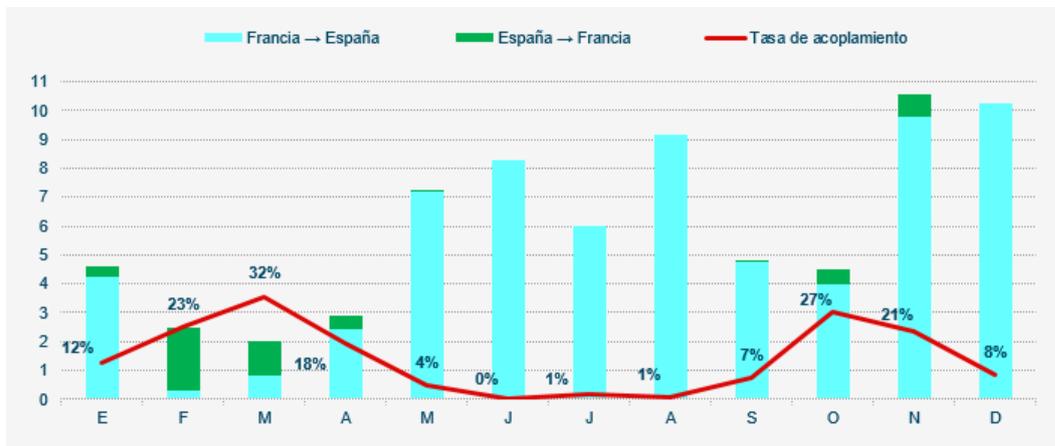
- Ambos Operadores del Sistema determinan el valor de la capacidad de intercambio disponible en la interconexión tanto para la exportación como la importación, y transmitirán esta información a los Operadores de los Mercados.
- Los derechos de capacidad de las subastas explícitas también se tendrán en cuenta para el proceso de casación en los mercados diarios e intradiarios.
- Las ofertas de compra y venta de energía se liquidan a precio marginal resultante de la casación de ofertas en esa sesión. La liquidación del Mercado Diario de producción tendrá unos ingresos que se denominan rentas de congestión, cuyo cálculo es el producto de la capacidad de intercambio utilizada en este acoplamiento de mercados por la diferencia de precios, en valor absoluto, de los dos mercados entre los que se va a producir la interconexión. Las entidades que gestionan la liquidación de los intercambios serán los Operadores de Mercados español y francés.

- La capacidad libre que resulte del acoplamiento de mercados del horizonte diario se añadirá a la capacidad intradiaria.

Las rentas de congestión se repartirán a partes iguales entre el Sistema Eléctrico Español y su homólogo francés.(España, 2014)

A modo de ejemplo, en el gráfico 8.1. se puede ver la evolución de renta de congestión y la tasa de acoplamiento en la interconexión con Francia según el acoplamiento de mercados diarios en el 2015.

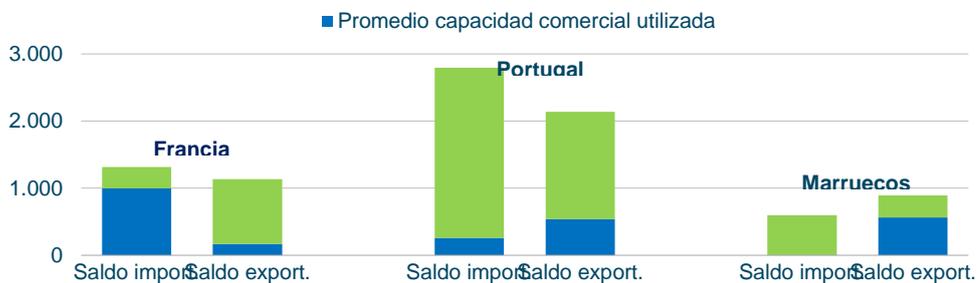
Gráfico 6.1: Evolución de la renta de congestión y la tasa de acoplamiento en la interconexión España-Francia



Fuente: (Red Eléctrica de España, 2016a)

Para mostrar de forma gráfica la utilización de la capacidad de intercambio utilizada he buscado la del año 2015, según datos de Red Eléctrica Española.

Gráfico 6.2: Capacidad de intercambio comercial en la interconexión España-Francia (MW)



Fuente: (Red Eléctrica de España, 2016a)

6.2.4. Interconexiones no intracomunitarias

Tal y como expone la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en la Circular 2/2014 que se mencionó en los apartados anteriores, los fundamentos para determinar los mecanismos de asignación de capacidad y la conclusión de las gestiones para Portugal y Andorra son los siguientes:

6.2.4.1 Marruecos

Como es usual, es el Operador del Sistema el que informará al Operador del Mercado sobre la capacidad del intercambio, en ambos sentidos del flujo de interconexión, es decir, de importación y exportación.

En cuanto a la casación de ofertas del mercado de producción, se utilizará un algoritmo de casación en base al orden de mérito de dichas ofertas. En el supuesto de que se produzca una congestión en la interconexión en el momento de realizarse este proceso de casación, se permitirá que el precio en la zona española de la oferta y el precio de la última oferta adjudicada en la interconexión no intracomunitaria sean distintos.

Con la capacidad que quede disponible tras las casaciones de ofertas en la sesión de mercado, el Operador del Sistema podrá adjudicarla en la interconexión a los contratos bilaterales con entrega física, y las nuevas ofertas se expresarán en €/MW y se efectuarán mediante una subasta competitiva.

6.2.4.2 Andorra

Se tendrá en cuenta la existente integración del sistema andorrano en la zona de precio española.

Los ingresos que se deriven de las interconexiones internacionales no intracomunitarias se regulan mediante el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que “se regula y organiza el proceso de liquidación de costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del Sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.” (España, 1997b)

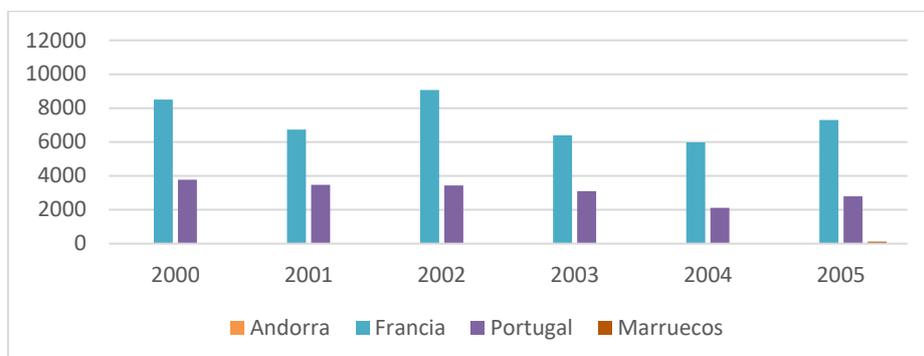
6.3. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las interconexiones eléctricas son aún más importantes para los países que se encuentren en la periferia, como es el caso de España, para el progreso hacia un sistema eléctrico más eficiente y competitivo, que en caso de necesidad pueda garantizar las necesidades de suministro. En la actualidad, España importa y exporta energía eléctrica a Francia, Portugal, Marruecos y Andorra.

6.3.1 Período 2000-2005

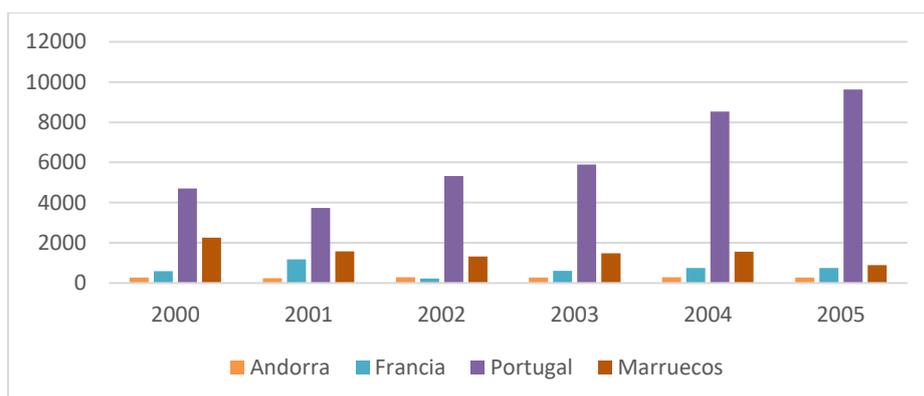
En este subapartado se recogen los Gigavatios por hora intercambiados en el primer quinquenio del presente siglo entre España y Francia, Portugal y Marruecos, en sentido exportador e importador.

Gráfico 6.3: Evolución de las importaciones de energía eléctrica. España (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2006)

Gráfico 6.4: Evolución de las exportaciones de energía eléctrica. España (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2006)

Según los informes de Operación del Sistema Eléctrico de Red Eléctrica de España, Francia fue nuestro principal proveedor en el primer quinquenio del siglo XXI, aunque hubo años en los que la utilización de la capacidad de intercambio fue más elevada que en otros, por ejemplo, en el año 2002 se importaron alrededor de 9.000 GWh, un 25% superior respecto al año anterior.

Por otro lado, Portugal fue nuestro principal importador.

En el año 2001 se produce un avance respecto al objetivo de la Unión europea de crear un Mercado Interior de la energía ya que el Gobierno español firmó un protocolo de colaboración con Portugal, creando el Mercado Ibérico de Electricidad. Un hecho significativo ocurrió los días 17 y 18 de diciembre del 2001, cuando la capacidad de

importación desde Francia quedaba disponible debido a la prácticamente inexistente oferta europea que supuso un gran aumento en los precios de las bolsas de electricidad europeas, precios que habían sido considerablemente más baratos tras la casación en el sistema español.

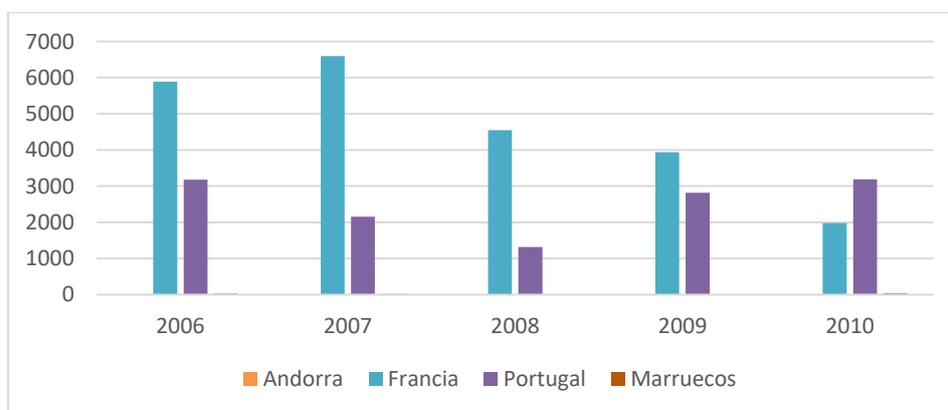
Respecto a Marruecos, en el año 2001 descendió la utilización de la capacidad de intercambio en sentido exportador desde España un 54,4% respecto al 2000. En el año 2005, los GWh exportados a Marruecos eran un 60,3% menores que al principio del quinquenio.

España también exportó a Francia y a Andorra, pero en cantidades menores que a Portugal o a Marruecos; ya que el sentido predominante de los intercambios de energía eléctrica con Francia es importador, y la demanda de energía eléctrica en Andorra es mucho menor en comparación con la francesa, marroquí o portuguesa.

6.3.2 Período 2006-2010

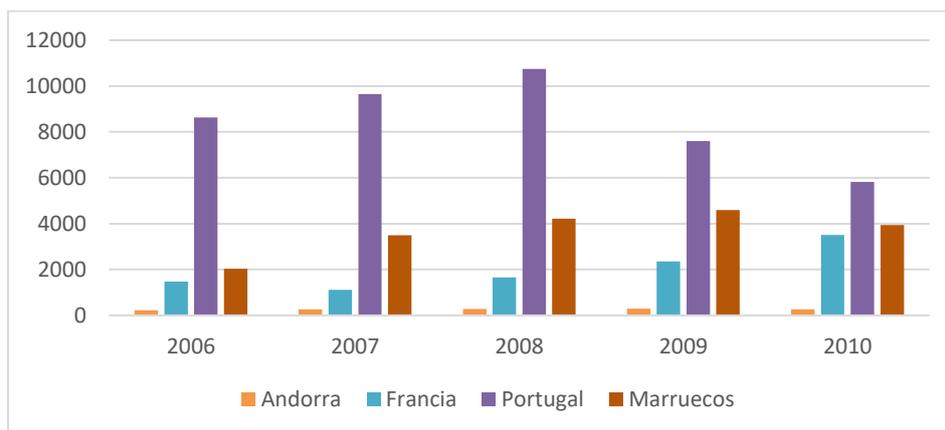
Con el objetivo de ver la evolución de los intercambios internacionales físicos de energía, medidos en Gigavatios por hora, se recogen también los datos del período 2006-2010.

Gráfico 6.5: Evolución de las importaciones de energía eléctrica. España (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2011)

Gráfico 6.6: Evolución de las exportaciones de energía eléctrica. España (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2011)

En el 2006 se establecía el mecanismo coordinado de la gestión de la interconexión Francia- España, que consistía en un sistema de subastas explícitas para la asignación de los derechos de la interconexión.

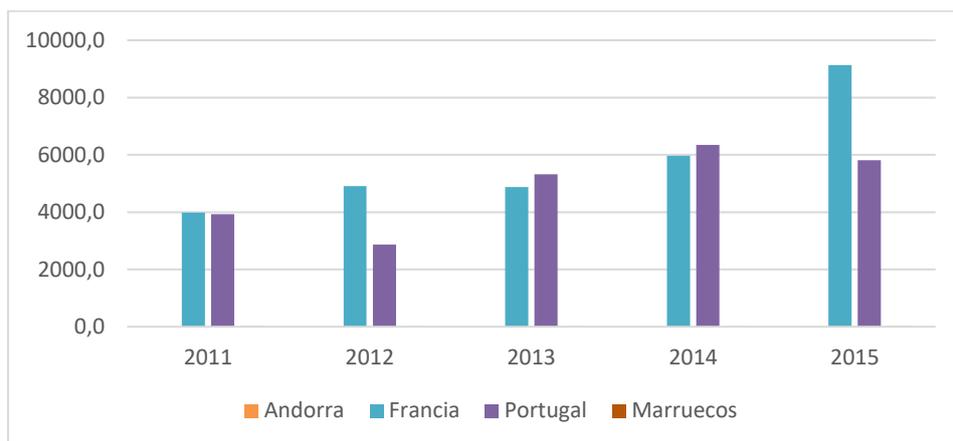
Para este período, Portugal continuó siendo nuestro principal destino de exportaciones de energía eléctrica y Francia el proveedor.

En el 2009, debido al inicio de la crisis económica y financiera, el volumen de energía intercambiada descendió en ambos sentidos un 10,2% respecto al 2008; esta cantidad disminuyó a un 23,3% en 2010 respecto al 2009, aunque crecieron las exportaciones a Francia, incrementando la utilización de la capacidad de intercambio que alcanzó un 62%

6.3.3 Período 2011-2015

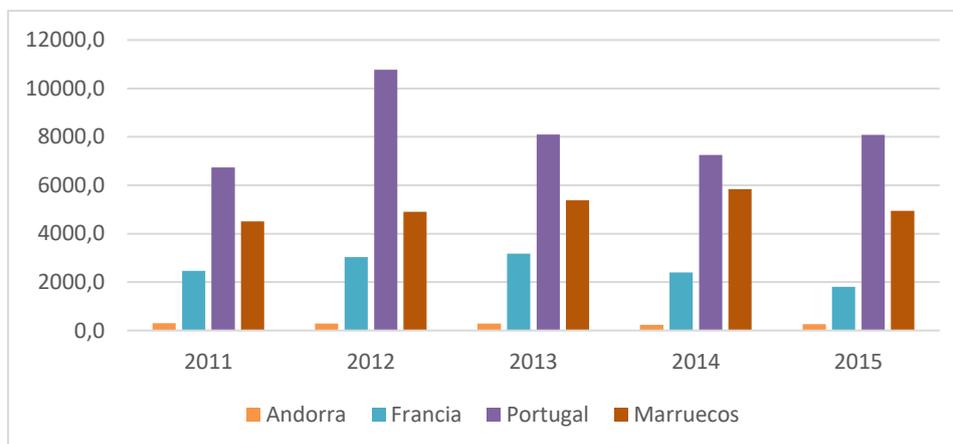
En este quinquenio se puede ver si las importaciones y exportaciones y el volumen de energía intercambiado mantuvieron los bajos niveles de los dos últimos años del anterior periodo (2009 y 2010) fruto del impacto de la crisis económica en este sector de la economía.

Gráfico 6.7: Evolución de las importaciones de energía eléctrica. España (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2016a)

Gráfico 6.8: Evolución de las exportaciones de energía eléctrica. España (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2016a)

Tras la caída en las importaciones desde Francia en el 2010, en el 2011 aumentan un 140,9%. En el 2012, a través de los programas de intercambio con otros países, el volumen de energía negociada volvió a aumentar, en concreto en un 29,2% respecto a 2011. Y las exportaciones subieron en un 42,7%

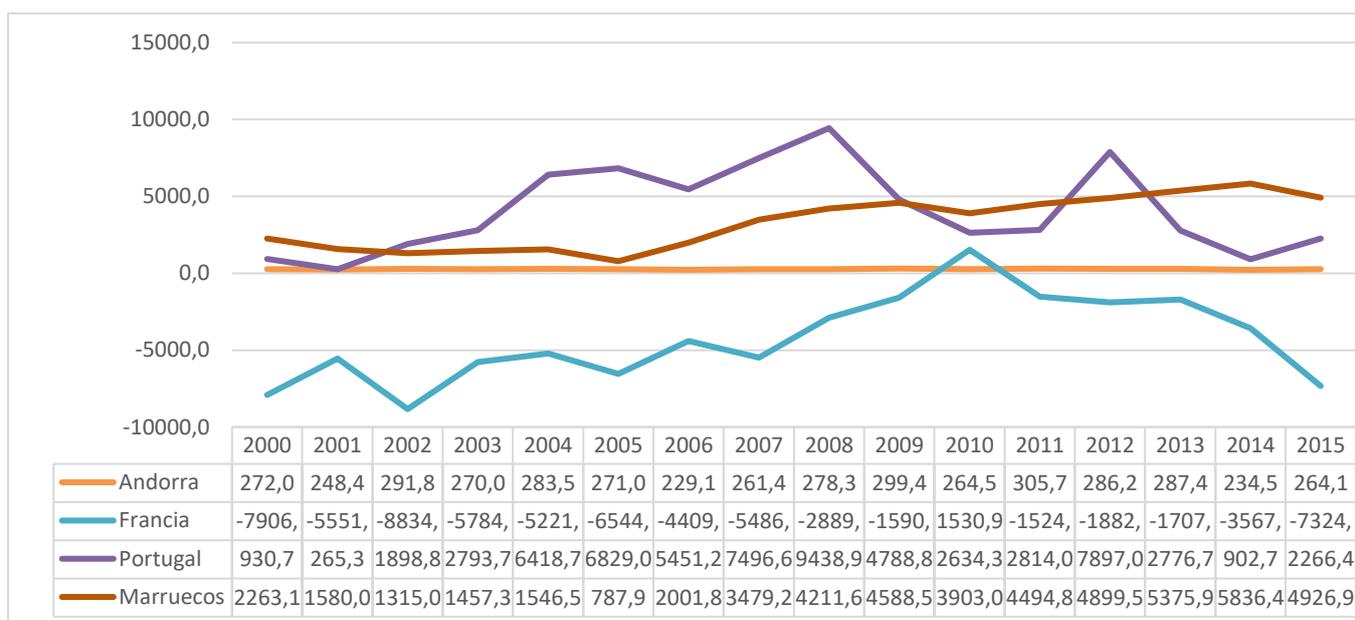
Las exportaciones a Marruecos fueron mayores para este quinquenio que las registradas para los años anteriores.

El volumen de energía negociada vuelve a aumentar a partir del 2011, recuperándose poco a poco de los bajos niveles del año 2009. Las importaciones programadas en la interconexión España-Francia crecieron en un 140,9% respecto al 2010. Para el año 2012, el volumen de energía negociada era un 29,2% mayor que en 2011, y las exportaciones subieron un 42,7%.

6.3.4. Saldos intercambios internacionales de electricidad (GWh)

Tal y como se observa en las dos siguientes gráficas, solo la interconexión entre Andorra y España ha mantenido saldos similares desde el año 2000 hasta el 2015, manteniéndose el saldo exportador para España. Sin embargo, son volátiles las exportaciones e importaciones medidas en Gigavatios por hora, con Portugal, Francia y Marruecos.

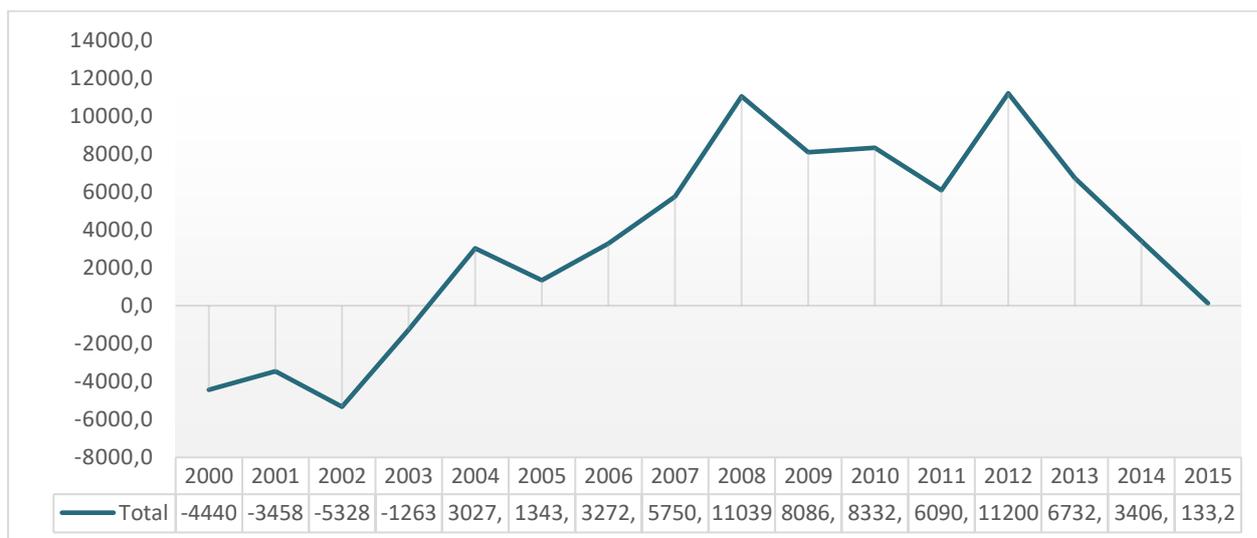
Gráfico 6.9: Evolución de los intercambios internacionales de electricidad. España (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2001, 2006, 2011, 2016a)

*Saldo positivo: saldo exportador; saldo negativo: saldo importador.

Gráfico 6.10: Saldo físico de los intercambios internacionales (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Red Eléctrica de España, 2001, 2006, 2011, 2016a)

En los intercambios internacionales programados (GWh) hay diferentes factores y sujetos cuyas operaciones de comercio internacional alteran las magnitudes de los saldos de estos intercambios.

- Los contratos de RED ELÉCTRICA con Électricité de France (EDF), principal empresa de generación y distribución eléctrica de Francia, y Office National de L'Électricité (ONE), Red Eléctrica de Distribución de Marruecos.
- Las transacciones en el mercado: sus componentes son las comercializadoras, los productores y los agentes externos. Estos últimos eran definidos en la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, como aquellos sujetos que entregan o toman energía de sistemas exteriores. (España, 1997a). Sin embargo, tras la actualización de esta Ley por la Ley 17/2007, estos pasan a incluirse en la categoría de comercializador. (España, 2007)
- Contratos bilaterales físicos: contratos de suministro de energía eléctrica entre un vendedor (productor o agente externo) y un comprador (consumidor cualificado o agente externo) en los que la cantidad de energía acordada es proporcionada del vendedor al comprador a un precio fijado por ambos.

En el año 2001, el saldo total de los intercambios internacionales ha sido importador, sin embargo, la magnitud de Gigavatios-hora importada disminuía en un 22,3% respecto al 2000. Las principales causas fueron el aumento de las exportaciones motivadas por la creciente participación en el mercado de agentes externos que a su vez redujeron sus

importaciones en un 68% respecto al año 2000. Los productores internos en el mercado de generación español aumentaron el volumen de energía intercambiada en un 135% respecto al 2000 en ambos sentidos. Las comercializadoras, por su parte, redujeron en aproximadamente un 50% sus exportaciones y aumentaron las importaciones. Los contratos bilaterales físicos ejecutados en ese año tuvieron saldo importador.

En el año siguiente, aumentaban las cantidades en los flujos exportadores (Marruecos, Portugal y Andorra), pero el saldo se mantuvo importador como en los años anteriores. Los productores nacionales, los agentes externos y las cantidades estipuladas en los contratos de REE aumentaron las importaciones, sobre todo en la interconexión España-Francia.

En el 2003, los flujos exportadores que se producen a través de las transacciones de mercado y de los contratos bilaterales físicos provocan que el saldo de la balanza se acerque al equilibrio entre exportaciones e importaciones, aunque se mantiene negativo (importador).

En 2004, por primera vez en el siglo XXI, el saldo de los intercambios físicos internacionales de electricidad fue exportador.

Al año siguiente, el flujo exportador de la interconexión con Portugal superó en magnitud (GWh) a las importaciones a Francia.

En 2006 y por tercer año consecutivo: saldo exportador tuvo un aumento del 145% respecto al de 2005. Una de las causas fueron las bajas importaciones a Francia a través del contrato de EDF-REE y el aumento de las exportaciones en los contratos bilaterales físicos y de transacciones de mercado.

En los años siguientes el saldo se mantiene positivo (exportador). En 2010 el flujo de las exportaciones a Francia es superior al de las importaciones.

En el año 2015 se produjo un récord en la serie histórica del saldo exportador menor: 147 GWh, lo que supone un 147% inferior al de 2014, que ya había descendido casi un 50% respecto a 2013. En 2015, con el aumento de la generación de electricidad con energías renovables, en España se produce una baja en los precios medios diarios respecto a Francia, haciendo del nuestro un país atractivo para la importación de electricidad.

En períodos de gran producción eólica, España tiende a exportar a Francia e importará en aquellos períodos de poca producción de esta energía renovable.

De la misma manera, para aquellos períodos en los que España tenía saldo importador con Portugal la producción eólica e hidráulica de este último abarataba el precio de la electricidad al generarla en mejores condiciones.

Cabe destacar que la interconexión España-Marruecos es la única que conecta la transmisión de electricidad entre África del norte y Europa.

7. EL SISTEMA ELÉCTRICO NORUEGO

Noruega está conectada a Europa a través de múltiples interconexiones y participa en el mecanismo de acoplamiento de mercados europeo en el horizonte diario.

En los países nórdicos existen claras diferencias, tanto en la generación como en la demanda de energía eléctrica con respecto a nuestro país. Noruega genera principalmente energía hidroeléctrica, mientras que en Dinamarca la energía eólica y la térmica son las más importantes. Finlandia se basa en energía térmica y nuclear. Suecia genera, al igual que Noruega, energía hidroeléctrica, pero también nuclear.

Como hemos mencionado, la producción hidroeléctrica es la principal en el país noruego. Así, en los períodos de gran generación hidroeléctrica, épocas de grandes precipitaciones o al derretirse la nieve tras el invierno, Noruega se beneficia de excedentes de energía. Será por tanto rentable exportar electricidad desde este país. Sin embargo, cuando está ventoso, los precios de la electricidad en Dinamarca bajarán, por lo que, para otros países, importar de Dinamarca será ventajoso.

La habilidad del sistema eléctrico nórdico para acumular energía mediante las reservas hidráulicas tiene un efecto amortiguador en los precios. Si en los períodos de baja demanda o en verano, cuando el consumo es menor, las condiciones meteorológicas permiten que aumenten las reservas de agua, en invierno pueden utilizarse para generar energía hidroeléctrica. La consecuencia es una menor volatilidad del precio de la electricidad en el mercado eléctrico nórdico que en el de otros países o mercados donde producir electricidad es más caro y donde la fuente de energía predominante no puede acumularse como es el caso de la hidráulica. Mediante las interconexiones entre distintos países es posible utilizar las diferencias en los sistemas eléctricos para aumentar el bienestar de la población de toda el área. Esto quiere decir que se tendrá acceso a un suministro de electricidad seguro a costes más bajos.

Por otro lado, las regiones nórdicas y bálticas, que comprenden Dinamarca, Finlandia, Suecia, Noruega, Estonia y Lituania, tienen un mercado eléctrico común, el Nord Pool, que opera en los mercados diarios e intradiarios. Los intercambios físicos de electricidad de estas regiones se producen solo en el Nord Pool.

Noruega fue el primer país nórdico en desregular su mercado eléctrico y dio comienzo la última década del siglo pasado:

- El Acto de la Energía de 1990 forma las bases de la desregulación de los mercados eléctricos de los países nórdicos.
- En 1991, la decisión del parlamento noruego de desregular el mercado eléctrico entra en efecto. La integración de este mercado con el de otros países con el objetivo de comerciar con electricidad más allá de sus fronteras, se produciría en 1996 con la entrada de Suecia, en el acuerdo, denominando a este intercambio Nord Pool ASA.
- En 1998 Finlandia se une al Nord Pool ASA.
- El 1 de julio del año siguiente, el comercio en el área Elspot comenzaría.
- En el año 2000 Dinamarca se une al mercado nórdico. Así se convertiría en el primer mercado de electricidad del mundo.
- En el año 2002, el mercado de intercambios físicos de electricidad, hasta ese momento llamado *Elspot*, se separó del mercado de derivados y cambió su nombre a Nord Pool Spot. Los países bálticos (Estonia, Letonia y Lituania) se unirían a continuación a este.

Nord Pool es una compañía noruega, por lo que opera bajo las leyes y autoridades de ese país. Sus ingresos se regulan y controlan por las autoridades. Aproximadamente 380 consumidores de 20 países comercian en los mercados del Nord Pool. Estos participantes son productores de electricidad, suministradores y comerciantes. Algunos consumidores finales de electricidad muy grandes pueden comprar electricidad directamente en este mercado en vez de a través de una compañía suministradora.

Los distribuidores, que tienen el derecho y la obligación en régimen de exclusividad de construir una red de distribución de electricidad en un área geográfica determinada.

Pueden tener la función de comercializadores también., pero no pueden interferir sus intereses. Es decir, su función de distribuidor prevalece y deben trabajar bajo las mismas condiciones con otros comercializadores.

Noruega se divide en 5 zonas (NO1-N05), lo que refleja la existencia de congestiones en el sistema, es decir, limitaciones en las transmisiones en la red eléctrica. La razón de que dentro de Noruega existan diferentes zonas es que estas pueden ofertar a distintos precios al por mayor, reflejando la subyacente generación y demanda dadas las limitaciones de la red. En caso de no existir las diferentes áreas, los costes de operación del sistema serían superiores, lo que, por ende, aumentaría las tarifas eléctricas.

Cuando este tipo de mercado al por mayor es eficiente, los precios también lo son para los productores y consumidores. El precio de mayorista es útil tanto en el corto plazo, para determinar el equilibrio de la oferta y demanda de los próximos días, y en el largo plazo para planear el mantenimiento y más inversiones: dónde construir centrales eléctricas, por ejemplo.

Figura 7.1: Mapa de la zona síncrona nórdica



Fuente: Nordic Energy Regulators (2014)

7.1 EL OPERADOR DE SISTEMA NORUEGO Y GESTOR DE LA RED DE TRANSPORTE

7.1.1 Descripción

El gestor de la red de transporte noruego es la empresa estatal Stanett, cada país nórdico tiene el suyo. De este modo, el gestor de la red de transporte en Suecia es la empresa pública Avenska Krafträt. En Finlandia se llama Fingrid, cuya propiedad se reparte entre el Estado y varias compañías de seguros del país. En Dinamarca, la sociedad estatal es Energinet.dk. Elering y Litgrid son los gestores de red de transporte para Estonia y Lituania, respectivamente. Ambas corporaciones públicas.

Noruega pertenece a la zona síncrona de los países nórdicos: región cubierta por gestores de red de transporte interconectados de forma síncrona. En esta área, los módulos de generación de electricidad deben estar conectados a la red en los rangos de tensión y frecuencia especificados, ya que una modificación en la frecuencia en un Estado miembro de una zona síncrona puede afectar negativamente al resto de países que forman la zona síncrona y dañar sus equipos. (Comisión Europea, 2016). Los interconectores enlazan el mercado nórdico (Noruega, Finlandia, Suecia y Dinamarca del este) con Alemania, Polonia, Estonia, Rusia y los Países Bajos. Dinamarca del oeste pertenece a la zona síncrona de Europa continental.

El gestor de la red de transporte también se encarga de mantener el equilibrio entre consumo y generación. En el mercado mayorista, la electricidad se compra y se vende cada hora. Cuando una comercializadora tiene un contrato, que ha adquirido en este mercado, de 100 MW, por ejemplo, tiene las expectativas que sus clientes consuman esta cantidad de electricidad durante esa hora; en el caso de que el consumo sea menor, digamos de 85 MW, 15 MW de electricidad serán comprados por el gestor de transporte a esta comercializadora.

El gestor de la red de transporte de cada país decide el número de zonas con diferentes precios de la electricidad entre ellas (*bidding zones*, en inglés). Así, Dinamarca se divide en este aspecto entre este y oeste, Suecia se divide en cuatro áreas; Lituania y Estonia forman una en su conjunto y Noruega cuenta con cinco diferentes áreas desde agosto de 2011.

7.1.2 Responsabilidad Social Corporativa Statnett

Las actividades empresariales de Statnett afectan a los consumidores de la red eléctrica y a los accionistas en el largo plazo. Statnett actualiza su estrategia de RSC cada dos años. Durante ese proceso, Statnett identifica y analiza los factores sociales, económicos y medioambientales más importantes. Statnett realiza encuestas a sus clientes y tiene múltiples diálogos con las partes interesadas para conocer sus opiniones. Estos son los consumidores, proveedores, las autoridades, comercializadores, sus empleados y el público en general.

La misión social de Statnett es contribuir a que el sistema eléctrico sea operado eficientemente y garantice la seguridad de suministro, en el presente y futuro. En 2016, se invirtieron 5.939 millones de NOK (alrededor de 620 millones de euros).

Statnett considera la electricidad producida por energías renovables como la columna vertebral de un futuro sistema eléctrico que respete el medio ambiente. La contribución más importante que han hecho con el fin de reducir las emisiones de efecto invernadero es el desarrollo de una red de transporte y un sistema que facilite la conexión de la energía hidroeléctrica y eólica de Noruega con la energía solar y eólica de Europa. Las construcciones de las interconexiones con Alemania y el Reino Unido ayudarán a asegurar el suministro y las variaciones en el equilibrio en la producción eléctrica a través de renovables a lo largo del día.

Además, uno de los proyectos más grandes en materia de energías renovables es la construcción de la red eléctrica en el centro de Noruega para conectar mejor la energía eólica que se produzca.

Statnett colabora con expertos meteorólogos y de cambio climático que ayudan a determinar el impacto de las actividades de esta en el medio ambiente y cómo afecta el clima en las actividades de la compañía. Por ejemplo, unos modelos muestran que un clima más cálido y más lluvioso es probable en Noruega, esto mejoraría la producción de electricidad en el país, pero aumentaría el riesgo de inundaciones y desprendimientos. El viento es la causa más común de apagones o cortes de electricidad en Noruega, los expertos prevén un clima más severo y extremo, por lo que Statnett quiere desarrollar medidas para predecir y anticiparse al cambio climático en cuanto a lugares donde situar líneas eléctricas o estaciones, por ejemplo.

En los proyectos grandes de Statnett, el gerente del proyecto cuenta con un consejero en materia medioambiental y además deben asegurar que se cumplen los objetivos claves relacionados con el impacto en el paisaje, en la diversidad y en el clima.

Para elegir la ruta de líneas eléctricas se tienen en cuenta el alcance e impacto en el paisaje y biodiversidad en las fases de construcción y de operaciones. En la actualidad, 2.700 áreas se consideran protegidas en Noruega y tienen una superficie de 64.700 km². Las líneas eléctricas pasan por 96 de estas áreas.

EL impacto en la fauna es mayor en la fase de construcción debido a la alta actividad en la zona y a los ruidos. Estas actividades se restringen en períodos especiales para la vida salvaje, como en los periodos de anidación para las aves o los periodos de parto para los renos. En las áreas naturales importantes, la tala de árboles y el transporte terrestre está restringido salvo cuando sea una emergencia.

Statnett usa la tecnología tridimensional para visionar el terreno donde construir líneas eléctricas para ver dónde ponerlas y cómo quedarían. Además, con esta tecnología, es posible adaptar los planes de construcción y tomar alternativas si fuese necesario teniendo pleno conocimiento de las condiciones de esa superficie y del paisaje.

Aproximadamente 600 kilómetros de líneas eléctricas han sido eliminados en los últimos quince años, permitiendo que los bosques y la flora vuelvan a crecer en esas zonas.

En cuanto a la construcción de líneas eléctricas, 1.100 kilómetros han sido añadidos a la red en los últimos quince años. Los helicópteros son usados frecuentemente en este proceso para disminuir el impacto medioambiental y porque es más barato y eficiente. Sin embargo, no siempre es posible transportar todos los materiales y equipos necesarios por vida aérea, y nuevas carreteras o caminos terrestres son necesarios.

En cuanto a los campos magnéticos, la exposición a los campos magnéticos de las líneas de alta tensión puede causar cáncer, aunque aún no se ha demostrado científicamente que exista una conexión entre la proximidad a estas y el riesgo de cáncer. Aun así, Statnett quiere mantener estas líneas de alta tensión lo más alejadas posibles de la población, siendo el límite de 0,4 microtesla.

7.2 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES, EXPORTACIONES E IMPORTACIONES

Nord Pool Spot es el responsable de las interconexiones transfronterizas para los países que forman parte de ese mercado eléctrico. Esto implica que dos sujetos del mercado no pueden intercambiar electricidad si se encuentran en diferentes áreas de precios a no ser que participen en el mercado financiero de la electricidad. En este tipo de mercado, no se comercia con electricidad como tal, sino con precios.

Además, los distintos precios dependiendo de la zona indican los beneficios marginales de expandir la capacidad de transmisión entre estas zonas. Grandes diferencias en el precio indican una ganancia potencial de bienestar si las interconexiones transfronterizas entre estas zonas aumentan.

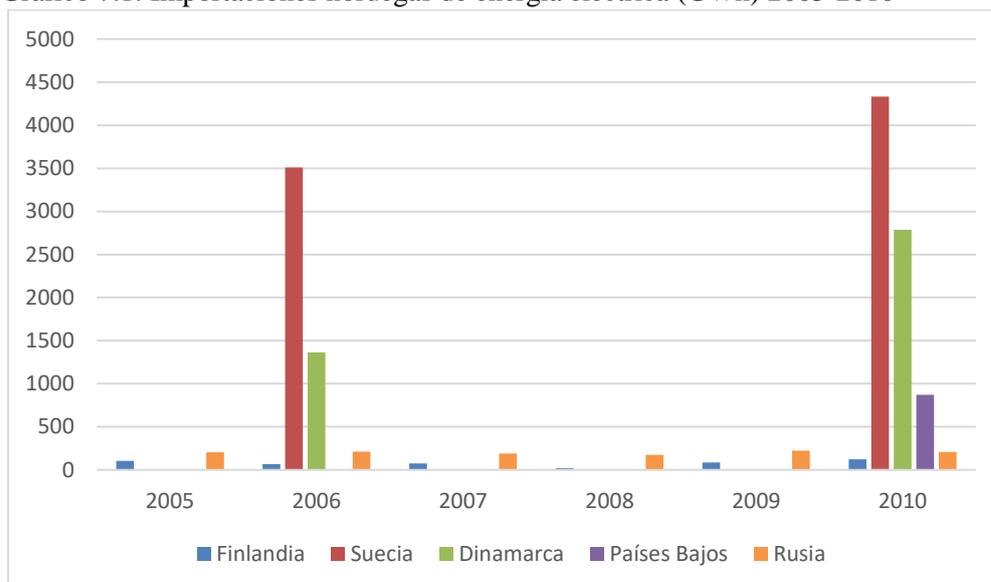
7.2.1 Período 2005-2010

No se dispone de información para el período 2000-2005, por lo que el análisis consistirá en conocer y describir las interconexiones transfronterizas de electricidad desde y hasta Noruega entre los años 2005 y 2015.

La información disponible comienza en el año 2005 y muestra las interconexiones internacionales de electricidad de Noruega con Finlandia, Suecia, Dinamarca y Países Bajos.

Para este período, Suecia es el proveedor predominante, seguido de Dinamarca. Los Gigavatios por hora importados desde Noruega en ese quinquenio fueron de 13.340,85.

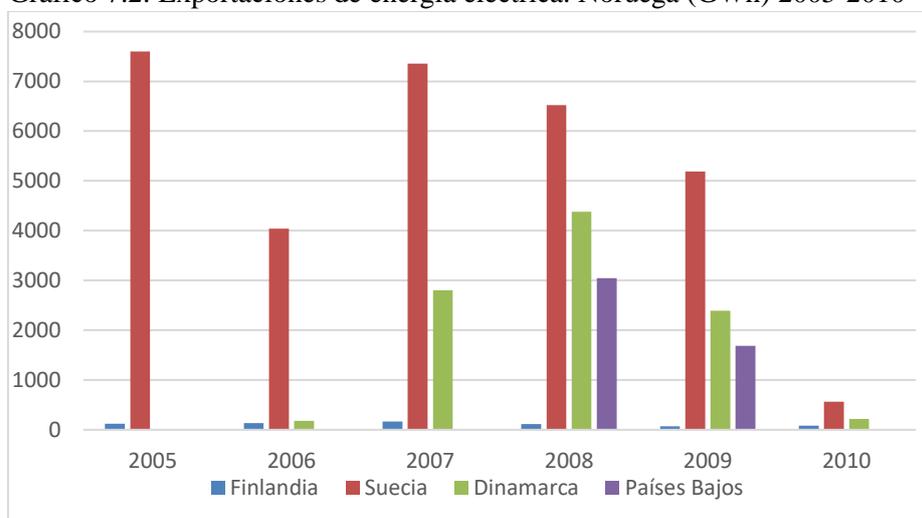
Gráfico 7.1: Importaciones noruegas de energía eléctrica (GWh) 2005-2010



Fuente: Elaboración propia a partir de (Statnett, 2017)

Noruega exportó, por orden de importancia, a Suecia, Dinamarca, Países Bajos y Finlandia. 46.674,5 GWh fueron exportados en ese período.

Gráfico 7.2: Exportaciones de energía eléctrica. Noruega (GWh) 2005-2010



Fuente: Elaboración propia a partir de (Statnett, 2017)

Las exportaciones en el año 2005 y 2006: Finlandia y Dinamarca, cuya producción es predominantemente termoeléctrica, importaron electricidad a Noruega debido a la alta producción de electricidad en el país donde predomina la hidroelectricidad. Esto contribuyó a un excedente de energía en Noruega gracias a la nieve y las precipitaciones sobre este país en el 2005.

En 2005, la capacidad máxima de exportación en el área Nórdica (Finlandia, Noruega, Suecia y Zelandia (Dinamarca), fue de 2600 MW, y la de importación de 2960 MW

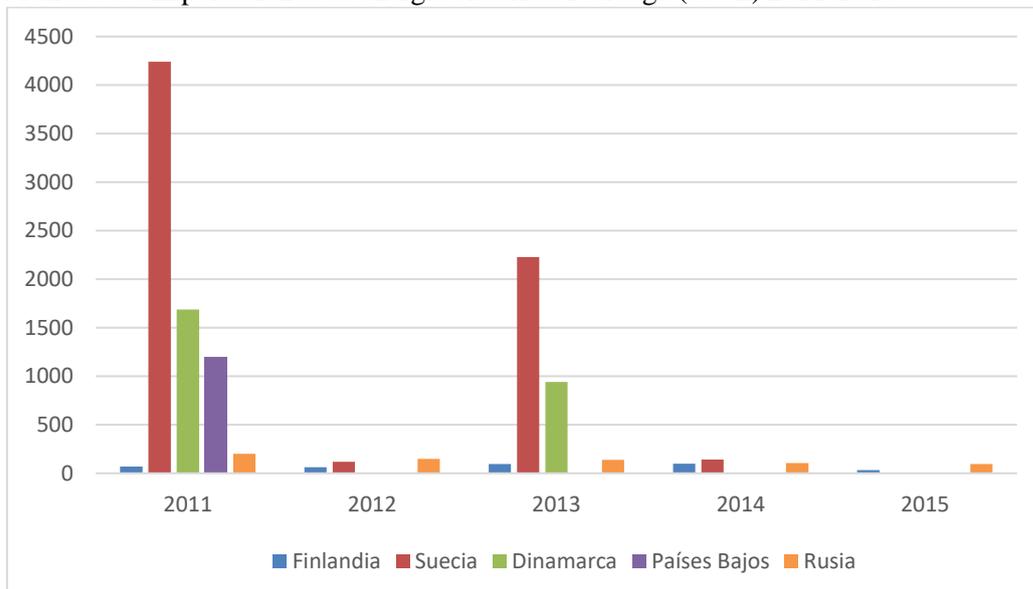
Al año siguiente se dio la situación opuesta: las reservas hidrológicas disminuyeron por lo que se importó electricidad que provenía de producción térmica, es decir, de Finlandia y Dinamarca.

En 2008, las precipitaciones aumentaron un 10% respecto a la media de los años anteriores en Noruega, lo que aumentó la generación de electricidad y, por ende, las exportaciones.

7.2.2 Período 2011-2015

Noruega importó 10.908,30 GWh entre los años 2011 y 2015.

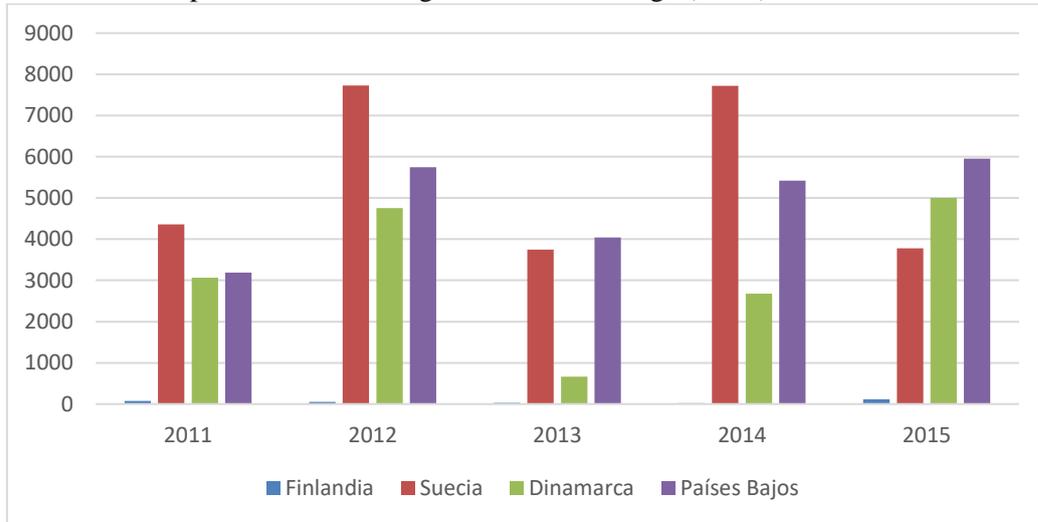
Gráfico 7.3: Importaciones de energía eléctrica. Noruega (GWh) 2011-2015



Fuente: Elaboración propia a partir de (Statnett, 2017)

Para este segundo quinquenio analizado las exportaciones crecieron en un 46%, siendo la magnitud de Gigavatios por hora exportados a Suecia, Dinamarca, Países Bajos y Finlandia de 68.147.

Gráfico 7.4: Exportaciones de energía eléctrica. Noruega (GWh) 2011-2015



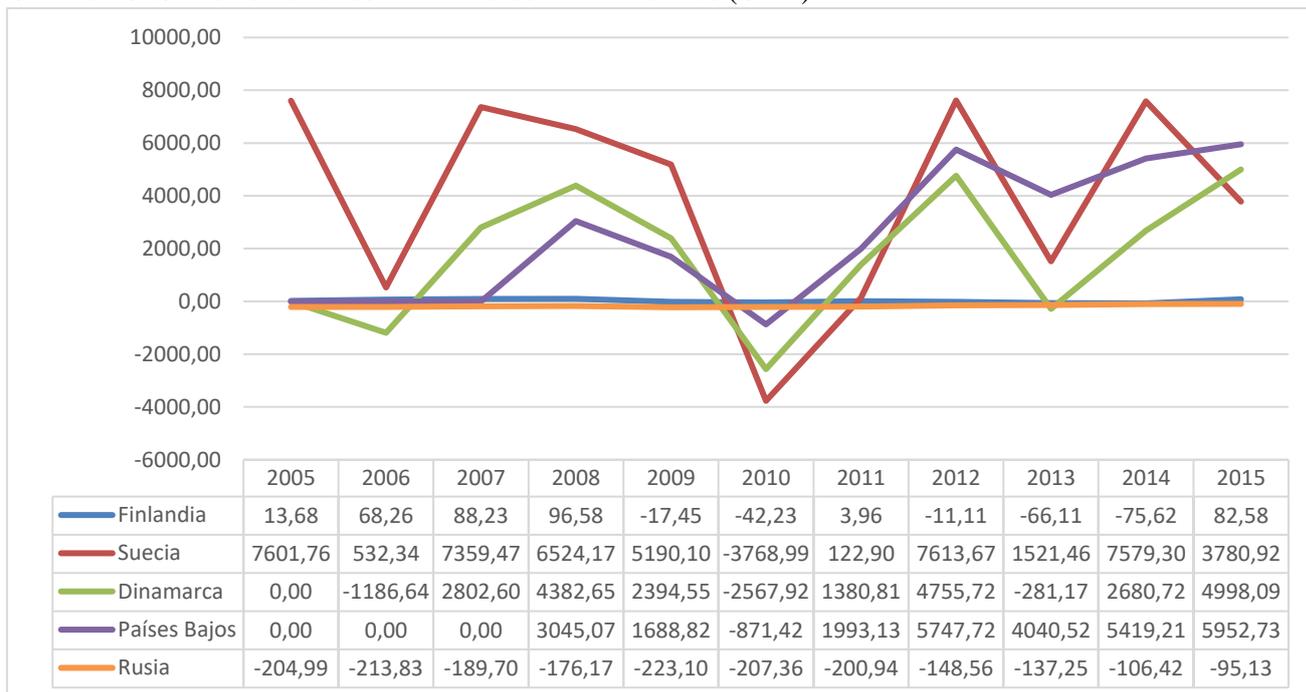
Fuente: Elaboración propia a partir de (Statnett, 2017)

La razón de tan baja exportación a Finlandia es que este país importa a Suecia principalmente.

7.2.3 Saldos intercambios internacionales de electricidad (GWh)

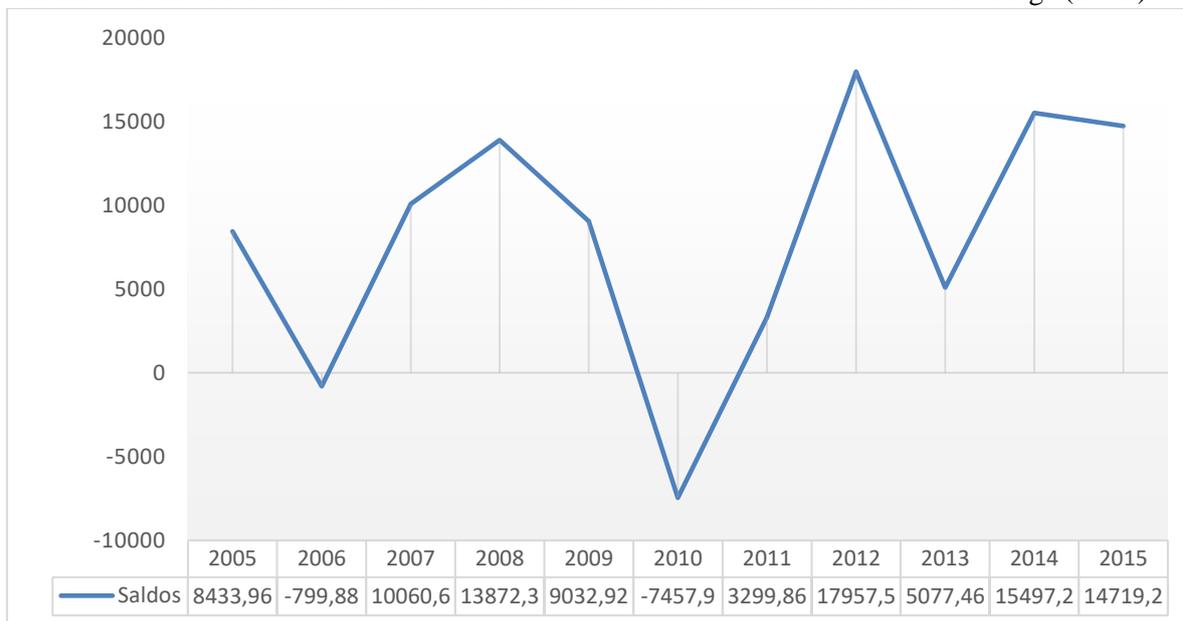
Con el objetivo de comparar y analizar la evolución de las exportaciones e importaciones y calcular el saldo, es necesario recoger todos los años y países con los que existen las interconexiones desde Noruega en el mismo gráfico.

Gráfico 7.5: Saldo físico de los intercambios internacionales (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Statnett, 2017)

Gráfico 7.6: Evolución de los saldos de los intercambios internacionales físicos. Noruega (GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de (Statnett, 2017)

Noruega exportó durante el periodo 2005-2010 muchos más GWh de los que importó, con la excepción del año 2006, debido a los flujos importadores procedentes de Dinamarca y Suecia.

En 2008 se inició la interconexión Noruega-Países Bajos y para ese año el flujo era exportador.

Como se observa en el gráfico 7.6, en 2010 el saldo neto fue importador, debido a las condiciones meteorológicas: año seco, lo que redujo las reservas de agua. Haciendo necesarias las interconexiones internacionales para cubrir la demanda, que aumentó ese año debido a las bajas temperaturas. La producción noruega de electricidad para ese año fue de 123.630 GWh, siendo el consumo de 128.400 GWh.

Pese a lo volátiles que fueron los intercambios de electricidad con Noruega en el período 2005-2015, el saldo neto exportador se mantuvo en todos los años menos en 2006 y 2010.

8. CONCLUSIONES

Uno de los objetivos de este trabajo era conocer el grado de desarrollo y la importancia de las distintas fuentes de energía en la estructura de generación de electricidad, en este aspecto, podemos concluir que la fuente de energía renovable con más potencia instalada en España es la eólica, seguida de la hidráulica; y, en cuanto a energías no renovables, el ciclo combinado. Sin embargo, la estructura de generación muestra cómo la energía nuclear, el carbón, el ciclo combinado y la cogeneración, son las tecnologías predominantes para la producción de electricidad en nuestro país.

La situación en Noruega es distinta, la potencia instalada de energía hidráulica es de 29.800 MW, seguida de la eólica con 860 MW. La estructura de generación en ese país tiene como elemento principal la hidroelectricidad.

Estudiando las importaciones y exportaciones de energía primaria podemos determinar que España tiene una gran dependencia energética de los combustibles fósiles, siendo el saldo de la balanza energética deficitario salvo en el año 2015, cuando las exportaciones de productos petrolíferos superaron las importaciones. En cambio, en Noruega la situación es la contraria: el saldo de su balanza energética es siempre positivo. El petróleo crudo, el gas natural y los productos petrolíferos fueron los recursos exportados.

En cuanto a la demanda de energía eléctrica, la española siguió una tendencia creciente desde el 2000 hasta el 2010. En el año 2015 esta era un 8,1% menor que la de 2010. La demanda eléctrica noruega es aproximadamente un 50% menor que la española.

La segunda parte de este Trabajo se centra en la explicación del sector eléctrico, especialmente identificando los principales participantes y las interconexiones internacionales. Por lo tanto, los agentes principales del sistema eléctrico español son Red Eléctrica de España (REE), Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, y OMIE, Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (Polo Español) S.A. España tiene interconexiones eléctricas con Francia, Portugal, Marruecos y Andorra. El primero es el principal proveedor y el segundo el principal cliente. La interconexión entre España y Portugal, ambos miembros del MIBEL, funciona a través del proceso de separación de mercados o “market splitting”; la interconexión con Francia funciona a través del mecanismo de acoplamiento de mercados o de subastas explícitas, dependiendo del horizonte temporal (largo plazo, diario o intradiario). El saldo de la balanza comercial de estos intercambios ha sido exportador desde el año 2004.

En Noruega es Nord Pool el responsable de las interconexiones internacionales para los países que forman parte de ese mercado eléctrico: Dinamarca, Finlandia, Suecia, Noruega, Estonia y Lituania.

Noruega exporta e importa energía a Suecia, Finlandia, Rusia, Dinamarca y los Países Bajos. Importa principalmente a Suecia y Dinamarca, que son a su vez los primeros destinos de sus exportaciones, junto con los Países Bajos. El saldo se mantuvo exportador en todos los años desde 2005 hasta 2015 con la excepción del 2006 y 2010, debido a que el 2010 fue un año excepcionalmente seco en Noruega que redujo las reservas hidráulicas, lo que sumado a un aumento de la demanda eléctrica de un 3,7% respecto al año anterior por las bajas temperaturas, hicieron que en el 2010 el saldo fuese importador.

Finalmente, respecto a las interconexiones internacionales de electricidad podemos concluir que, aunque España tiene un sistema eléctrico nacional muy solvente, sufre un aislamiento importante respecto a la conexión con Europa. Estas limitaciones aumentan las dificultades de beneficiarse de un sistema eléctrico europeo. Un mercado eléctrico europeo aumentaría las garantías de calidad y de seguridad de suministro de electricidad, una mejor integración de las energías renovables y unos mercados eléctricos más competitivos. La Unión Europea estableció unas metas para el año 2030: un 15% de ratio de interconexión en relación a su potencia de generación instalada. En la actualidad, el ratio de interconexión de España con la red centroeuropea es de un 2,8%, cifra mucho menor de la planteada por la UE.

BIBLIOGRAFÍA

- Abrell, J., y Rausch, S. (2016). Cross-country electricity trade, renewable energy and European transmission infrastructure policy. *Journal of Environmental Economics and Management*, 79, 87-113. Recuperado a partir de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0095069616300122>
- Antweiler, W. (2016). Cross-border trade in electricity. *Journal of International Economics*, 101, 42-51. Recuperado a partir de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022199616300423>
- Asociación de Empresas de Eficiencia Energética. (2015). *Mercado eléctrico y compra de energía* (Informe técnico). Asociación de Empresas de Eficiencia Energética. Recuperado a partir de <http://www.eve.eus/CMSPages/GetFile.aspx?guid=7335d2c6-93e7-4df8-9a60-6f4934289367>
- Asociación de Empresas de Energías Renovables. (2015). Energías Renovables en España. Recuperado 24 de marzo de 2017, a partir de <http://www.appa.es/01energias/01renovablesespanab.php#>
- Carta González, José Antonio Galero Pérez, R., y Colmenar Santos, Antonio Castro Gil, M. A. (2009). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables* (1.ª ed.). Madrid: PEARSON EDUCACIÓN, S.A.
- Comisión Europea. (2014). Single market progress. Recuperado 27 de febrero de 2017, a partir de <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/single-market-progress-report>
- Comisión Europea. (2015). Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. *Diario Oficial de la Unión Europea*, (197, 25 de julio), 24-72. Recuperado a partir de <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>

- Comisión Europea. (2016a). Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red. *Diario Oficial de la Unión Europea*, (112, 27 de abril), 1-68. Recuperado a partir de <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=ES>
- Comisión Europea. (2016b). Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión de 26 de agosto de 2016 por el que establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua. *Diario Oficial de la Unión Europea*, (241, 8 de septiembre), 1-62. Recuperado a partir de <https://www.boe.es/doue/2016/241/L00001-00065.pdf>
- Comisión Europea. (2017a). Electricity network codes and guidelines. Recuperado 27 de febrero de 2017, a partir de <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>
- Comisión Europea. (2017b). Energy: supplier countries. Recuperado 27 de febrero de 2017, a partir de <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/imports-and-secure-supplies/supplier-countries>
- Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. (2016). Los productos petrolíferos. Recuperado 25 de abril de 2017, a partir de <http://www.cores.es/es/seguridad-suministro/productos-petroliferos>
- Dagoumas, A. S., Koltsaklis, N. E., y Panapakidis, I. P. (2017). An integrated model for risk management in electricity trade. *Energy*, 124, 350-363. Recuperado a partir de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217302384>
- Datosmacro. (2017). Noruega: Economía y demografía 2017. Recuperado 23 de abril de 2017, a partir de <http://www.datosmacro.com/paises/noruega>
- Dedeoğlu, D., y Kaya, H. (2013). Energy use, exports, imports and GDP: New evidence from the OECD countries. *Energy Policy*, 57, 469-476. Recuperado a partir de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513001018>

- Erbach, G. (2016). *Understanding electricity markets in the UE* (Documento de trabajo). Parlamento Europeo. Recuperado a partir de [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593519/EPRS_BRI\(2016\)593519_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593519/EPRS_BRI(2016)593519_EN.pdf)
- España. (1997a). Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial de Estado*, (285, 28 de noviembre), 35097-35126. Recuperado a partir de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-25340>
- España. (1997b). Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y. *Boletín Oficial de Estado*, 310, 38037-38043. Recuperado a partir de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-27816>
- España. (2007). Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para . *Boletín Oficial del Estado*, (160), 29047-29067. Recuperado a partir de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-13024>
- España. (2011). Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética. *Boletín Oficial de Estado*, (122, 23 de mayo), 51098-51112. Recuperado a partir de <http://www.minetad.gob.es/energia/electricidad/Distribuidores/Paginas/GestoresCargas.aspx>
- España. (2013). Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial de Estado*, (310, 27 de diciembre), 105198-105294. Recuperado a partir de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13645>
- España. (2014). Circular 2/2014, de 12 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar l. *Boletín Oficial del Estado*, (65, 17 de marzo), 23451-23468. Recuperado a partir de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-2825>

- Europex. (2017). Association of European Energy Exchanges. Recuperado 1 de junio de 2017, a partir de <http://www.europex.org/>
- Eurostat. (2016). Producción e importaciones de energía. Recuperado 20 de abril de 2017, a partir de http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports/es
- Foro de la Industria Nuclear Española. (2015). Energía 2015. Recuperado 23 de abril de 2017, a partir de <http://www.foronuclear.org/es/energia/2015>
- Global Wind Energy Council. (2016). Global statistics for wind power. Recuperado 24 de marzo de 2017, a partir de <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>
- González Navarro, J. (2013, septiembre 2). España pasa de importar carburantes a ser exportador y reduce su dependencia. *ABC*. Recuperado a partir de <http://www.abc.es/economia/20130902/abci-carburantes-exportaciones-201309012101.html>
- Greenpeace España. (2016, agosto 19). ¿Por qué en verano sube el precio de la electricidad? Claves de Greenpeace para entenderlo. *Greenpeace España*. Recuperado a partir de <http://www.greenpeace.org/espana/es/news/2016/Agosto/Por-que-en-verano-sube-el-precio-de-la-electricidad-Claves-de-Greenpeace-para-entenderlo/>
- Hadush, S. Y., De Jonghe, C., y Belmans, R. (2015). The implication of the European inter-TSO compensation mechanism for cross-border electricity transmission investments. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, 674-683. Recuperado a partir de <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S014206151500246X>
- Hawker, G., Bell, K., y Gill, S. (2017). Electricity security in the European Union—The conflict between national Capacity Mechanisms and the Single Market. *Energy Research & Social Science*, 24, 51-58. Recuperado a partir de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629616303048>

IESOE. (Electricity Interconnection in South-Western Europe) (2017). IESOE: Uso de la capacidad de intercambio. Recuperado 10 de junio de 2017, a partir de <http://www.iesoe.eu/iesoe/>

International Energy Agency. (2015a). Norway: Energy System Overview. Recuperado 23 de mayo de 2017, a partir de <https://www.iea.org/countries/membercountries/norway/>

International Energy Agency. (2015b). Norway: In-depth country review. Recuperado 23 de abril de 2017, a partir de <https://www.iea.org/countries/membercountries/norway/>

International Energy Agency. (2015c). Spain: Statistics and balances. Recuperado 2 de mayo de 2017, a partir de <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=SPAIN=&product=balances>

International Energy Agency. (2016a). Norway: Statistics and balances. Recuperado 3 de mayo de 2017, a partir de <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=NORWAY=&product=balances>

International Energy Agency. (2016b). Spain: in-depth country review. Recuperado 30 de abril de 2017, a partir de <https://www.iea.org/countries/membercountries/spain/>

Merino, L. (2005). Cuaderno de energías renovables. *Energías Renovables*, 1-20. Recuperado a partir de <https://www.energias-renovables.com>

Ministerio de Industria, energía y turismo (Ed.). (2001). *La energía en España 2001* (1.^a ed.). Madrid: Ministerio de Industria, energía y turismo. Recuperado a partir de <http://www.minetad.gob.es/ENERGIA/BALANCES/BALANCES/Paginas/Balances.aspx>

Ministerio de Industria, energía y turismo (Ed.). (2005). *La energía en España 2005* (1.^a ed.). Madrid: Ministerio de Industria, energía y turismo. Recuperado a partir de

<http://www.minetad.gob.es/ENERGIA/BALANCES/BALANCES/Paginas/Balances.aspx>

Ministerio de Industria, energía y turismo (Ed.). (2011). *La energía en España 2010* (2.^a ed.). Madrid: Ministerio de industria, energía y turismo.

Ministerio de Industria, energía y turismo (Ed.). (2016). *La Energía en España 2015* (1.^a ed.). Madrid: Ministerio de industria, energía y turismo. Recuperado a partir de <http://www.minetad.gob.es/ENERGIA/BALANCES/BALANCES/Paginas/Balances.aspx>

Nordic Energy Regulators. (2006). *Nordic Market Report 2006* (Informe técnico). Nordic Energy Regulators. Recuperado a partir de <https://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2006/>

Nordic Energy Regulators. (2007). *Nordic Market Report 2007* (Informe técnico). Nordic Energy Regulators. Recuperado a partir de <https://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2007/>

Nordic Energy Regulators. (2008). *Nordic Market Report 2008* (Informe técnico). Nordic Energy Regulators. Recuperado a partir de <https://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2008/>

Nordic Energy Regulators. (2009). *Nordic Market Report 2009* (Informe técnico). Nordic Energy Regulators. Recuperado a partir de <https://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2009/>

Nordic Energy Regulators. (2010). *Nordic Market Report 2010* (Informe técnico). Nordic Energy Regulators. Recuperado a partir de <https://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2010/>

Nordic Energy Regulators. (2011). *Nordic Market Report 2011* (Informe técnico). Nordic Energy Regulators. Recuperado a partir de <https://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2011/>

Nordic Energy Regulators. (2012). *Nordic Market Report 2012* (Informe técnico). Nordic Energy Regulators. Recuperado a partir de <https://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2012/>

Nordic Energy Regulators. (2013). *Nordic Market Report 2013* (Informe técnico). Nordic Energy Regulators. Recuperado a partir de <https://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2013/>

Nordic Energy Regulators. (2014). *Nordic Market report 2014* (Informe técnico). Nordic Energy Regulators. Recuperado a partir de <https://www.nordicenergyregulators.org/publications/publications-2014/>

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. (2016). The History of Norwegian Hydropower. Recuperado 20 de abril de 2017, a partir de <https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/renewable-energy/the-history-of-norwegian-hydropower-in-5-minutes/id2346106/>

Norwegian Petroleum Directorate. (2016). Norway: Exports of oil and gas. Recuperado 23 de mayo de 2017, a partir de <http://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>

OMI-Polo Portugués. (2017). OMIClear: Sociedad de Compensación de Mercados de Energía, S.A. Recuperado 24 de mayo de 2017, a partir de <http://www.omip.pt/OMIP/OMIClear/tabid/70/language/es-ES/Default.aspx>

Parisio, L., y Bosco, B. (2008). Electricity prices and cross-border trade: Volume and strategy effects. *Energy Economics*, 30(4), 1760-1775.

Parlamento Europeo. (2016). La energía renovable: fundamento jurídico y objetivos. Recuperado 24 de marzo de 2017, a partir de http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/es/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.4.html

Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2009a). Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva

2003/54/CE. *Diario Oficial de la Unión Europea*, (211, de 14 de agosto), 55-93. Recuperado a partir de <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=URISERV%3Aen0016>

Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2009b). Reglamento (CE) n° 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) No 1228/2003. *Diario Oficial de la Unión Europea*, (211, 14 de agosto), 15-35. Recuperado a partir de <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1497284287567&uri=CELEX:32009R0714>

Planete Energies. (2016). European Interconnections: Power Grids. Recuperado 13 de junio de 2017, a partir de <http://www.planete-energies.com/en/medias/close/european-interconnections>

Red Eléctrica de España. (2001). *Informe completo: Informe sobre la Operación del Sistema eléctrico en 2000* (Informe técnico). Red Eléctrica de España. Recuperado a partir de <http://ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2000>

Red Eléctrica de España. (2006). *Informe completo: Informe sobre la Operación del Sistema eléctrico en 2005* (Informe técnico). Red Eléctrica de España. Recuperado a partir de <http://ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2005>

Red Eléctrica de España. (2011). *Informe completo: Informe sobre el sistema eléctrico español 2010* (Informe técnico). Red Eléctrica de España. Recuperado a partir de <http://ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2010>

Red Eléctrica de España. (2014, diciembre 10). Red Eléctrica y RTE adjudican la capacidad de intercambio eléctrico entre España y Francia para el 2015. *Red Eléctrica de España*. Recuperado a partir de <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2014/12/red-electrica-y-rte-adjudican-la-capacidad-de-intercambio-electrico-espana-francia-para-2015>

- Red Eléctrica de España. (2015). El acoplamiento de mercados eléctricos. Recuperado 31 de mayo de 2017, a partir de <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2015/02/el-acoplamiento-de-mercados-electricos-de-las-interconexiones-italianas-implantacion-24-febrero-2015>
- Red Eléctrica de España. (2016a). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2015* (Informe técnico). Red Eléctrica de España. Recuperado a partir de <http://ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2015>
- Red Eléctrica de España. (2016b). Red Eléctrica de España- Conócenos. Recuperado 26 de junio de 2017, a partir de <http://ree.es/es/conocenos/ree-en-2-minutos>
- Red Eléctrica de España. (2016c). Sostenibilidad: energía y cambio climático. Recuperado 5 de junio de 2017, a partir de <http://www.ree.es/es/sostenibilidad/energia-sostenible/energia-y-cambio-climatico>
- Red Eléctrica de España. (2017a). Actividades: Gestor de la red y transportista. Recuperado 13 de junio de 2017, a partir de <http://ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista>
- Red Eléctrica de España. (2017b). Actividades: Operación del sistema eléctrico. Recuperado 13 de junio de 2017, a partir de <http://ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- Red Eléctrica de España. (2017c). Estadísticas del sistema eléctrico: intercambios internacionales físicos anuales por frontera (GWh). Recuperado 15 de abril de 2017, a partir de <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/indicadores-nacionales/series-estadisticas>
- Red Eléctrica de España. (2017d). Operación del sistema: interconexiones internacionales. Recuperado 28 de febrero de 2017, a partir de <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/interconexiones-internacionales>

- Ruiz Maciá, J. P. (2014). *El sector eléctrico y los obstáculos a la libre competencia. Tomo I* (1.^a ed.). Berlín: PUBLICIA.
- Schallenberg Rodríguez, J. C., Piernavieja Izquierdo, G., Hernández Rodríguez, C., Unamunzaga Falcón, P., García Déniz, R., Díaz Torres, M., y Cabrera Pérez, D. (2008). *Energías renovables y eficiencia energética* (1.^a ed.). Islas Canarias: Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.
- Srinivasan, S. (2013). Electricity as a traded good. *Energy Policy*, 62, 1048-1052. Recuperado a partir de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151300791X>
- Statnett. (2016). *Statnett: Anual report 2016* (Documento de trabajo). Recuperado a partir de [http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Om Statnett/Finans/Årsrapport/Statnett SF Annual Report 2016.pdf](http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Om%20Statnett/Finans/Årsrapport/Statnett%20SF%20Annual%20Report%202016.pdf)
- Statnett. (2017). Market and operations: Data from the power system. Recuperado 10 de mayo de 2017, a partir de <http://www.statnett.no/en/Market-and-operations/Data-from-the-power-system/Import-and-export/>
- The Norwegian Water Resources and Energy Directorate. (2017). System operation in the Norwegian power system. Recuperado 1 de junio de 2017, a partir de <https://www.nve.no/energy-market-and-regulation/system-operation-in-the-norwegian-power-system/>
- Vicente, A. (2009). *Curso de energía solar* (1.^a ed.). Madrid: Mundi-Prensa.
- Villarubia López, M. (2012). *Ingeniería de la Energía Eólica* (1.^a ed.). Barcelona: MARCOMBO, S.A.

ANEXO 1

- Interconector: Línea de transporte que conecta los sistemas nacionales de transporte de los Estados miembros cruzando las fronteras entre estos o extendiéndose a lo largo de ellas.
- Interconexión internacional: Conjunto de líneas que conectan las subestaciones de un sistema eléctrico de un país con las subestaciones pertenecientes al sistema eléctrico de otro país. Los sistemas eléctricos de ambos países, generalmente países vecinos, están interconectados y permiten un eficaz intercambio de energía entre ambos.
- Flujo transfronterizo: Corriente física de electricidad en una red de transporte de un Estado miembro que es el resultado de la actividad previa de productores y/o consumidores externos a ese país miembro en su red.
- Exportación declarada: Envío de electricidad de un Estado miembro a otro en que se produzca paralelamente una importación declarada sobre una base contractual.
- Importación declarada: Descarga de electricidad en un Estado miembro como consecuencia de una exportación al mismo tiempo de otro país miembro de un tercer país.
- Tránsito declarado: situación en la que la red o vía declarada para la transacción implica a un país que no es el exportador ni el importador declarado en esa determinada interconexión.
- “Market splitting”: Mecanismo de separación de mercados, entraría en vigor el 1 de julio de 2007 para determinar los derechos físicos de capacidad en la interconexión eléctrica entre España y Portugal. El “market splitting” supone una restricción a la actividad de comercialización y un aumento del riesgo de precios para aquel comercializador que desee vender energía al cliente final que se encuentre en el otro nodo. Por este motivo se crearía una cobertura de riesgo de precios que permitiese que se conociese el precio final de la energía al haberse producido la interconexión. (España, 2014)
- Nodo: Punto de unión de líneas eléctricas
- Capacidad de intercambio comercial: Capacidad técnica máxima de exportación e importación del sistema eléctrico español con el homólogo de otro país cercano.
- Capacidad teórica de intercambio (TTC) entre dos sistemas limítrofes es la máxima capacidad permitida según los criterios de seguridad. Se calcula mediante

el aumento en una cantidad determinada la producción en el país, o sistema, exportador y a su vez reduciendo la misma cuantía en el sistema importador. La TTCes variable ya que se determina dependiendo de los cambios en la generación y la demanda, de la capacidad térmica estacional de las estructuras de transporte y de las indisponibilidades previstas o no de las centrales de generación o de los elementos de transporte.

- Congestión: Situación en la que los flujos físicos consecuencia del comercio internacional no pueden acogerse debido a la insuficiencia de capacidad de los elementos de interconexión.
- Servicios transfronterizos de balance: Energías de balance programadas entre dos sistemas eléctricos interconectados y gestionados por los operadores de mercado mediante la capacidad de intercambio disponible tras las sesiones de los mercados intradiarios.
- Desvíos en los programas de intercambio internacionales: La diferencia entre la cantidad de energía que iba a ser intercambiada a través de una interconexión y la que efectivamente ha circulado. Se calcula mediante los contadores.
- MIBEL: Mercado Ibérico de la Electricidad: Proceso de cooperación para la integración de los sistemas eléctricos de la Península Ibérica, Portugal y España, que, a partir del 1 de julio de 2007, armonizaría las condiciones entre ambos sistemas eléctrico, constituyendo un avance para el desarrollo del mercado interior de la energía.
- W: Los vatios son una medida que se utiliza para la potencia de un aparato eléctrico o para su consumo. También se utiliza para medir la energía producida en caso de las energías renovables.
- GWh: Gigavatios por hora: cantidad de energía que se desarrolla durante una hora con la potencia de un gigavatio, es decir, de mil millones de vatios.
- KTEP: Kilo Toneladas Equivalentes de Petróleo: medida energética.
- MW: Megavatios: un millón de vatios.