



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA
ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA
DE MINAS Y ENERGÍA

Trabajo Fin de Grado



**COMPARATIVA DE APLICACIÓN DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA
CON ENERGÍA NUCLEAR**

**COMPARISON BETWEEN THE APPLICATION OF ENERGY TRANSITION AND
NUCLEAR POWER**

Para acceder al título de:

Grado en Ingeniería de los Recursos Energéticos

Autor: Darío Pérez Ríos

Director: Pablo Bernardo Castro Alonso

Convocatoria: Febrero 2023



RESUMEN

En el presente Trabajo de Fin de Grado se desarrolla un estudio de comparación de dos modelos de transición energética para España, con el fin de aumentar la generación baja en emisiones y mejorar la seguridad energética.

La comparación se realiza entre la propuesta de generación de electricidad del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima y un modelo propuesto por el autor basado en la cooperación entre las energías renovables y la energía nuclear. Con el presente trabajo se pretende demostrar que, en la actualidad, no es suficiente un modelo basado en las energías renovables y el almacenamiento, sino que son necesarias unas centrales de base que otorguen seguridad energética al país. Dichas centrales pueden ser los ciclos combinados o las centrales nucleares, por lo que se comparan las dos combinaciones posibles, renovables+ciclo combinado y renovables+nuclear. Para este propósito, se analizan la potencia instalada de cada tecnología, la generación de energía eléctrica en la actualidad y su factor de capacidad, con el fin de obtener una estimación de generación para el año 2030.

En el presente trabajo, se detallan las diversas opciones existentes en materia de energía nuclear, así como la capacidad actual del parque nuclear español. Además, se proponen emplazamientos concretos para ampliar dicha capacidad de generación nuclear y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. Todo ello para recoger unos datos que demuestren la mayor efectividad de la combinación de energías renovables y energía nuclear, tanto como mayor fuente de generación, como, más específicamente, de una mayor generación de bajas emisiones.

PALABRAS CLAVE

Energía nuclear, energías renovables, transición energética, generación eléctrica, potencia instalada, factor de capacidad



ABSTRACT

This Final Degree Project develops a comparison study of two energy transition models for Spain, in order to increase low-emission electricity generation and improve energy security.

The comparison is made between the electricity generation proposal by the National Integrated Energy and Climate Plan, and a model proposed by the author based on the cooperation between renewable and nuclear energies. The aim of this paper is to demonstrate that a model based on renewable energies and storage is not enough currently, but that base load power plants are needed to provide energy security to the country. These can be combined cycle or nuclear power plants. Therefore, the two possible combinations -renewable energies plus combined cycle and renewable and nuclear energies- are compared. For this purpose, the installed power of each technology, the current generation of electric energy and its capacity factor are analysed in order to obtain an electricity generation estimate for the year 2030.

The various existing nuclear energy options are detailed, as well as the current capacity of the Spanish nuclear power plant fleet. In addition, specific sites are proposed to expand the nuclear generation capacity and reduce the dependence on fossil fuels. All these is conducted in order to collect data that may demonstrate the greater effectiveness of the combination of renewable and nuclear energies, both as a major source of generation and, specifically, as a major source of low-emission generation.

KEY WORDS

Nuclear power, renewable energy, energy transition, electricity generation, installed power, capacity factor



ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.	INTRODUCCIÓN.....	8
2.	ALCANCE Y OBJETIVOS	12
3.	ESTADO DEL ARTE	13
3.1	REACTORES REFRIGERADOS POR AGUA	13
3.1.1	Reactores refrigerados por agua ligera.....	14
3.1.1.1	Reactores PWR.....	14
3.1.1.2	Reactores BWR.....	18
3.1.2	Reactores refrigerados por agua pesada.....	19
3.2	REACTORES REFRIGERADOS POR GAS.....	20
3.3	REACTORES REFRIGERADOS POR SALES FUNDIDAS	21
3.4	REACTORES RÁPIDOS	21
3.5	SMR	22
3.6	REACTORES EN CONSTRUCCIÓN.....	24
3.7	ENERGÍA NUCLEAR EN EL MUNDO.....	25
4.	METODOLOGÍA.....	27
4.1	APLICACIÓN DEL PNIEC	31
4.1.1	Localización y dimensionamiento aproximado de parques eólicos.	31
4.1.2	Localización y dimensionamiento aproximado de plantas fotovoltaicas.	34
4.1.3	Localización y dimensionamiento aproximado de otros tipos de centrales planteadas en el PNIEC.....	37
4.1.4	Localización y dimensionamiento aproximado de sistemas de almacenamiento.	39
4.2	COMBINACIÓN DEL PNIEC CON ENERGÍA NUCLEAR.....	40
4.2.1	Localización y dimensionamiento aproximado de centrales nucleares... ..	40
4.2.2	Localización y dimensionamiento aproximado de parques eólicos.	41
4.2.3	Localización y dimensionamiento aproximado de plantas fotovoltaicas.	41
4.2.4	Localización y dimensionamiento aproximado de otros tipos de centrales planteadas en el PNIEC.....	41
4.2.5	Localización y dimensionamiento aproximado de sistemas de almacenamiento.	42
5.	RESULTADOS	43
5.1	APLICACIÓN DEL PNIEC	43
5.1.1	Localización y dimensionamiento aproximado de parques eólicos.	43
5.1.2	Localización y dimensionamiento aproximado de plantas fotovoltaicas.	44
5.1.3	Localización y dimensionamiento aproximado de otros tipos de centrales planteadas en el PNIEC.....	45



5.1.4	Localización y dimensionamiento aproximado de sistemas de almacenamiento.	48
5.2	COMBINACIÓN DEL PNIEC CON ENERGÍA NUCLEAR.....	48
5.2.1	Localización y dimensionamiento aproximado de centrales nucleares... 48	
5.2.2	Localización y dimensionamiento aproximado de parques eólicos.	50
5.2.3	Localización y dimensionamiento aproximado de plantas fotovoltaicas. 51	
5.2.4	Localización y dimensionamiento aproximado de otros tipos de centrales planteadas en el PNIEC.....	51
5.2.5	Localización y dimensionamiento aproximado de sistemas de almacenamiento.	53
5.3	ESTUDIO ECONÓMICO	53
5.3.1	Aplicación del PNIEC.....	53
5.3.2	Combinación del PNIEC con energía nuclear.	54
5.4	COMPARATIVA	55
5.4.1	Problemas de la solución ‘Aplicación del PNIEC’	55
5.4.2	Problemas de la solución ‘Combinación del PNIEC con energía nuclear’. 56	
5.4.3	Comparativa económica.	56
5.4.4	Comparativa técnica.	56
6.	CONCLUSIONES	61
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	63



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Potencia instalada en 2022 (Fuente: Red Eléctrica de España).....	9
Figura 1.2: Energía eléctrica generada en 2021 (Fuente: Red Eléctrica de España)	9
Figura 1.3: Potencia instalada en 2030 (Fuente: PNIEC 2021-2030)	10
Figura 3.1: Esquema de un reactor PWR (Fuente: @OperadorNuclear).....	14
Figura 3.2: Central Nuclear de Almaraz	15
Figura 3.3: Central Nuclear de Ascó	16
Figura 3.4: Central Nuclear de Trillo	16
Figura 3.5: Central Nuclear de Vandellós.....	17
Figura 3.6: Esquema de un reactor BWR (Fuente: World Nuclear Association)	18
Figura 3.7: Central Nuclear de Cofrentes.....	19
Figura 3.8: Esquema de un reactor HWR (Fuente: World Nuclear Association).....	20
Figura 3.9: Akademik Lomonosov, primera central nuclear flotante del mundo (Fuente: World Energy Trade).....	23
Figura 3.10: Granos de uranio (Fuente: ARIS).....	23
Figura 3.11: Elementos combustibles del HTR-PM (Fuente: ARIS)	24
Figura 4.1: Evolución de la potencia instalada según PNIEC.....	27
Figura 4.2: Demanda eléctrica de España	28
Figura 4.3: Energía generada en España	28
Figura 4.4: Energía generada al 100% de potencia	29
Figura 4.5: Factores de capacidad por tecnologías.....	30
Figura 4.6: Instalaciones eólicas en España	31
Figura 4.7: Zona de exclusión eólica de Cantabria	32
Figura 4.8: Zonas de exclusión eólica en España	32
Figura 4.9: Zona económica exclusiva de España	33
Figura 4.10: Zonas de exclusión de energía fotovoltaica	34
Figura 4.11: Instalaciones fotovoltaicas en España	35
Figura 4.12: Irradiación solar en la península ibérica	36
Figura 4.13: Instalaciones hidráulicas en España	37
Figura 4.14: Centrales termosolares en España	38
Figura 4.15: Ubicación de la Central Nuclear de Lemóniz.....	40
Figura 4.16: Ubicación de la Central Nuclear de Valdecaballeros.....	41
Figura 5.1: Generación eléctrica actual.....	57
Figura 5.2: Generación de bajas emisiones actual.....	58
Figura 5.3: Generación eléctrica PNIEC 2030.....	58
Figura 5.4: Generación de bajas emisiones PNIEC 2030	59
Figura 5.5: Generación eléctrica planteada 2030.....	60
Figura 5.6: Generación de bajas emisiones planteada 2030.....	60



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características de los reactores de la Central Nuclear de Almaraz	15
Tabla 2: Características de los reactores de la Central Nuclear de Ascó	16
Tabla 3: Características del reactor de la Central Nuclear de Trillo	17
Tabla 4: Características del reactor de la Central Nuclear de Vandellós	17
Tabla 5: Características del reactor de la Central Nuclear de Cofrentes	19
Tabla 6: Características del SMR KLT-40S	22
Tabla 7: Características del SMR HTR-PM	24
Tabla 8: Reactores en construcción	25
Tabla 9: Resumen de los factores de capacidad	30
Tabla 10: Aumento previsto de generación eólica según PNIEC	44
Tabla 11: Aumento previsto de potencia eólica según PNIEC	44
Tabla 12: Aumento previsto de generación fotovoltaica según PNIEC	45
Tabla 13: Aumento previsto de potencia fotovoltaica según PNIEC	45
Tabla 14: Aumento previsto de generación hidroeléctrica según PNIEC	45
Tabla 15: Aumento previsto de potencia hidroeléctrica según PNIEC	46
Tabla 16: Aumento previsto de generación mediante bombeo según PNIEC	46
Tabla 17: Aumento previsto de potencia de bombeo según PNIEC	46
Tabla 18: Aumento previsto de generación termoeléctrica según PNIEC	47
Tabla 19: Aumento previsto de potencia solar térmica según PNIEC	47
Tabla 20: Aumento de generación mediante ciclos combinados según PNIEC	48
Tabla 21: Aumento de potencia de ciclos combinados según PNIEC	48
Tabla 22: Aumento de generación nuclear según PNIEC	50
Tabla 23: Aumento de potencia nuclear según PNIEC	50
Tabla 24: Aumento de generación nuclear según situación planteada	50
Tabla 25: Aumento de potencia nuclear según situación planteada	50
Tabla 26: Comparación de energía eólica estimada en ambas situaciones	51
Tabla 27: Comparación de energía fotovoltaica estimada en ambas situaciones	51
Tabla 28: Comparación de energía hidroeléctrica estimada en ambas situaciones	52
Tabla 29: Comparación de energía de bombeo estimada en ambas situaciones	52
Tabla 30: Comparación de energía termoeléctrica estimada en ambas situaciones	52
Tabla 31: Comparación de energía estimada de ciclos combinados en ambas situaciones	53
Tabla 32: Potencia adicional necesaria según PNIEC en kW	53
Tabla 33: Coste estimado de instalación según PNIEC	54
Tabla 34: Potencia adicional necesaria según situación planteada en kW	54
Tabla 35: Coste estimado de instalación según situación planteada	55
Tabla 36: Comparación global de generación en ambas situaciones	62



1. INTRODUCCIÓN

Actualmente uno de los mayores retos de la humanidad, por no decir el más grande, es la continua lucha contra el cambio climático. Vivimos en una sociedad que cada día demanda una mayor cantidad de energía para poder cubrir todas sus necesidades, tanto en el ámbito cotidiano, como en el industrial y en el transporte. Esta creciente demanda va ligada a un aumento en el consumo de hidrocarburos y, por consiguiente, a una mayor emisión de gases de efecto invernadero (CO_2 , N_2O , CH_4 , entre otros).

Así, y como reacción contra este fenómeno, numerosos países y agrupaciones han tomado decisiones para tratar de limitar y reducir la emisión de dichos gases. Desde el Protocolo de Kyoto, pasando por el Acuerdo de París hasta las distintas reuniones de la Conferencia de las Partes (COP) con sus respectivos acuerdos y objetivos, todas han tenido un apoyo mayoritario de los países involucrados. Sin embargo, las propuestas han sido poco exigentes y no se han completado en todos los casos.

Uno de los pasos claves hacia una nueva sociedad más ecológica y respetuosa con el medio ambiente, es la electrificación. Una gran cantidad de acciones y procesos admiten una sustitución de las máquinas o motores de combustión que las producen por homólogos eléctricos, reduciendo así la dependencia de hidrocarburos y, a su vez, reduciendo la emisión de gases perjudiciales. Actualmente, uno de los ejemplos más claros es la electrificación que se está llevando a cabo en el sector del transporte, que cada vez apuesta más por la hibridación o por la total sustitución del motor de combustión interna por el motor eléctrico, aunque también se están introduciendo nuevos combustibles y sistemas, como la pila de hidrógeno. También se están modificando los sistemas de calor y calefacción en hogares y empresas por bombas de calor, aumentando la eficiencia.

Todo esto, a pesar de conseguir un aumento de la eficiencia energética y, por tanto, un menor malgasto de energía primaria, nos lleva a un futuro con un aumento considerable de la demanda de energía eléctrica. El sector clave para conseguir la electrificación es el sector de generación, que debe aumentar su potencia instalada con tecnologías fiables, bajas en emisiones y garantizar la continuidad y calidad de suministro en la nueva sociedad a la que nos dirigimos.

En España, actualmente contamos con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), que se centra en la descarbonización, en la eficiencia energética, en la seguridad energética, en el mercado energético nacional y en la investigación como camino a seguir para alcanzar la competitividad. A su vez, aborda todos estos temas para los tres grandes sectores: transporte, industria y generación eléctrica. Su objetivo final es la reducción en un 23% de la emisión de gases de efecto invernadero, el aumento del uso de energías renovables, mejora significativa de la eficiencia energética y 'adaptar' el mix de generación eléctrica, apostando por las energías renovables, hasta alcanzar un share total del 74% en 2030, con un objetivo a largo plazo de llegar al 100% renovable para el año 2050.(1)

Actualmente, España tiene una potencia instalada total unos 113 GW, los cuales se reparten de la siguiente forma:

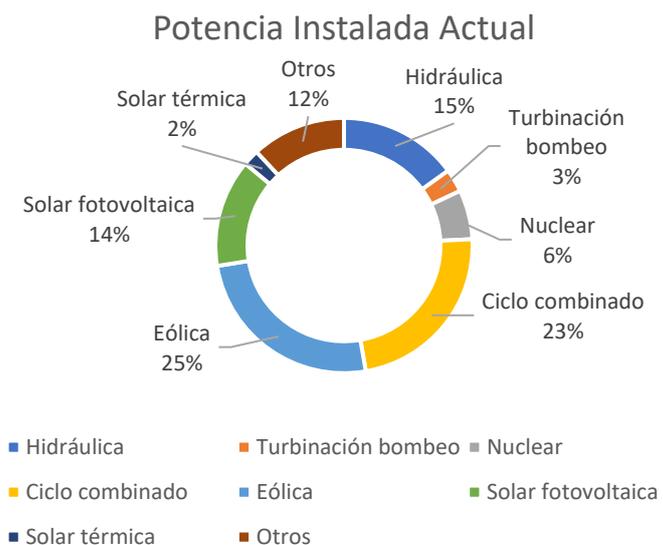


Figura 1.1: Potencia instalada en 2022 (Fuente: Red Eléctrica de España)

Hablando en términos absolutos, actualmente contamos con 28,63 GW de potencia eólica, 26,25 GW de ciclos combinados, 17,09 GW de potencia hidráulica, 15,53 GW de potencia solar fotovoltaica, 7,12 GW de potencia nuclear, 3,33 GW de potencia de hidráulica con bombeo, 2,3 GW de potencia solar térmica y 13,53 GW de otros tipos de instalaciones, tanto renovables como no renovables, entre las que se encuentran las centrales de carbón, los ciclos de fuel+gas y los motores diésel, cogeneración, turbinas de gas y de vapor, hidroeólica y los residuos renovables y no renovables.

Sin embargo, la potencia instalada no se corresponde con la energía generada. Así, la energía eólica, con el 25% de la potencia total instalada, genera el 24% de la energía generada en España. Por otro lado, la nuclear, con tan solo el 6% de la potencia total, genera el 21% del total de energía, como se aprecia en el siguiente gráfico:

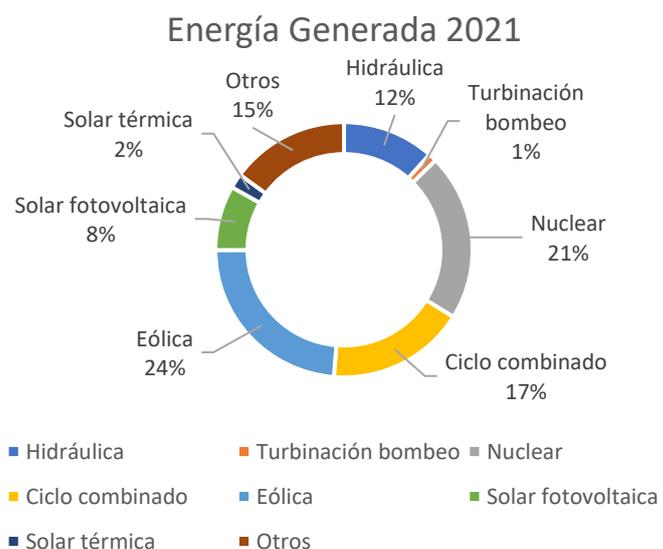


Figura 1.2: Energía eléctrica generada en 2021 (Fuente: Red Eléctrica de España)

Para el año 2030, siguiendo el PNIEC, la potencia instalada total deberá aumentar hasta los 161 GW:

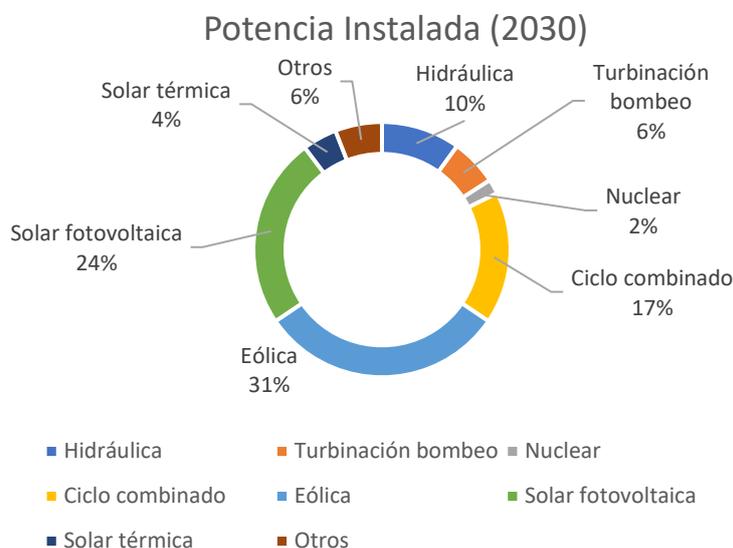


Figura 1.3: Potencia instalada en 2030 (Fuente: PNIEC 2021-2030)

Este nuevo mix contará con 50 GW de potencia eólica, 39 GW de potencia solar fotovoltaica, 27 GW de ciclos combinados, 16 GW de potencia hidráulica, 9,5 GW de potencia hidráulica con bombeo, 7 GW de potencia solar termoeléctrica, 3 GW de potencia nuclear y el resto (unos 9,5 GW) se repartirán entre el resto de las tecnologías disponibles.

Se pretenden instalar prácticamente 50 GW de energías renovables, manteniendo los ciclos combinados y clausurando progresivamente las centrales nucleares que siguen en funcionamiento. Esto nos lleva a una necesidad enorme de capacidad de almacenamiento de energía, ya sea en baterías (almacenando electricidad), utilizando el bombeo reversible (almacenando agua en un embalse/depósito superior), almacenando calor en depósitos de sales fundidas (válido únicamente para la solar térmica), o simplemente almacenando gas.

Esta decisión puede llegar a ser demasiado optimista para el sistema eléctrico a nivel país. Está claro que las renovables deben tener un papel importante en la transición energética, pero no deberían constituir la base de generación eléctrica debido a su bajo factor de capacidad. Además, su baja densidad energética hace que sea necesario ocupar una gran cantidad de terreno para igualar, en términos de potencia, a otras tecnologías, como pueden ser las centrales térmicas o nucleares.

Se define factor de capacidad como el cociente entre la energía anual producida y la máxima teórica que pudiese haber generado funcionando a su potencia nominal. Dicho factor varía bastante entre los distintos tipos de plantas generadoras. Así, una planta eólica tiene un factor de capacidad que ronda el 30%(2), una planta fotovoltaica ronda el 20%, a diferencia de la energía nuclear, que posee un factor cercano al 90%(3).



La solución planteada en el PNIEC no considera la energía nuclear una herramienta útil para descarbonizar. Plantea una confrontación entre las renovables y la nuclear, cuando realmente el objetivo a reducir es la dependencia del gas y, por tanto, los ciclos combinados y la cogeneración. La solución para el sistema eléctrico debería pasar por la renovable y la nuclear.



2. ALCANCE Y OBJETIVOS

El principal objetivo de este trabajo consiste en comparar la alternativa planteada por el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030) en el ámbito de la generación de la energía eléctrica con una situación mayoritaria de fuentes de generación de bajas emisiones. Así, se pretende:

- Evaluar la situación actual de la generación eléctrica del país.
- Evaluar la previsión de potencias instaladas en el año 2030 según el PNIEC.
- Estimar el origen de la generación eléctrica según el horizonte planteado por el PNIEC en el año 2030.
- Proponer una nueva previsión de potencias instaladas para el año 2030.
- Estimar el origen de la generación eléctrica en la situación propuesta.
- Comparar económicamente ambas situaciones.
- Comparar el rumbo en términos energéticos del país con los rumbos tomados por otros países de nuestro entorno.

Con este trabajo no se persigue enfrentar a las energías renovables con la energía nuclear, sino enfrentar a la energía nuclear contra los combustibles fósiles. Para conseguir el objetivo de 0 emisiones, es de vital importancia usar todas las tecnologías posibles con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, como son las renovables y la nuclear.



3. ESTADO DEL ARTE

La energía nuclear ha avanzado mucho en los últimos 30 años, con la aparición de nuevos tipos de reactores, nuevas generaciones de reactores o incluso, desde hace poco tiempo, los SMR (de sus siglas en inglés, Small Modular Reactor, o Reactores Modulares Pequeños en castellano). Todo esto dentro de la fisión nuclear, aunque también se está investigando la fusión nuclear a través de varios proyectos en todo el mundo, siendo el más famoso de todos el ITER.

Actualmente en todo el mundo existen 442 reactores en operación en todo el mundo, con una potencia neta de 392,6 GW. Estados Unidos el país con mayor número de reactores, seguido por Francia. Además, se están construyendo 57 reactores adicionales que aportarán una potencia neta adicional de 58,86 GW(4).

Francia es el país con mayor porcentaje de electricidad generada gracias a la energía nuclear, con un share aproximado del 70%. Recientemente, el presidente Emmanuel Macron anunció una apuesta aún mayor por la nuclear y las renovables, anunciando la construcción de 6 nuevos reactores y la extensión de la vida útil de 12 reactores próximos a su cierre. En cuanto a las renovables, pretende duplicar su aportación al mix para el año 2030, llegando a una potencia solar de 100 GW y una eólica, teniendo en cuenta marina y terrestre, de unos 77 GW.

Los reactores principalmente se dividen en grupos en función del elemento que usen para refrigerar el núcleo, ya sea agua (ligera o pesada), gas, metal fundido o sales fundidas. A su vez, también pueden agruparse en función del tipo de neutrones que causen la fisión, pudiendo ser reactores rápidos o reactores térmicos.

Por otra parte, todas las centrales intercambian información a través de la OIEA (de sus siglas, Organismo Internacional de la Energía Atómica) con el fin de garantizar la seguridad y mejorar los protocolos de seguridad ante incidentes o accidentes. Además, en cada parada de recarga, se realizan mantenimientos preventivos y sustitución de partes susceptibles de causar fallos que puedan ocasionar una parada no deseada de la central.

3.1 REACTORES REFRIGERADOS POR AGUA

Los reactores refrigerados por agua (siglas WCR, provenientes del inglés 'Water Cooled Reactor') son los más comunes y representan el 96% de los reactores nucleares del mundo con fines civiles, es decir, generación eléctrica. Fueron los primeros reactores en diseñarse y construirse y, por desgracia, causantes de los tres accidentes nucleares más graves de la historia (Three Mile Island, 28/3/1978; Chernóbil, 26/4/1986; Fukushima, 11/3/2011).

Los accidentes son analizados exhaustivamente para detectar las posibles causas y actuar sobre ellas, lo cual afecta al diseño de nuevas centrales y es causa de la continua actualización de las existentes, persiguiendo siempre una mayor seguridad de explotación, optimizar el uso de los recursos y mejoras económicas. Gracias a esto, en la actualidad, se están prolongando las licencias de explotación de este tipo de reactores hasta los 60 años o más, pues algunos reactores estadounidenses van a alcanzar una vida útil de 80 años(5).

Los WCR, a su vez, se pueden dividir en dos grupos, en función del tipo de agua que utilicen: agua ligera (LWR: Light Water Reactor) o agua pesada (HWR: Heavy Water Reactor).

3.1.1 Reactores refrigerados por agua ligera

Este tipo de reactor es el más común en todo el mundo. Para refrigerarse, emplean agua ligera (H_2O desmineralizada) y se dividen a su vez en dos grupos, dependiendo de la forma de generación del vapor: (BWR y PWR).

3.1.1.1 Reactores PWR

Los reactores PWR (Pressurized Water Reactor) son los más comunes en todo el mundo. Están formados por 3 circuitos hidráulicos independientes entre sí, a través de los cuales circula agua, ya sea vapor o líquida.

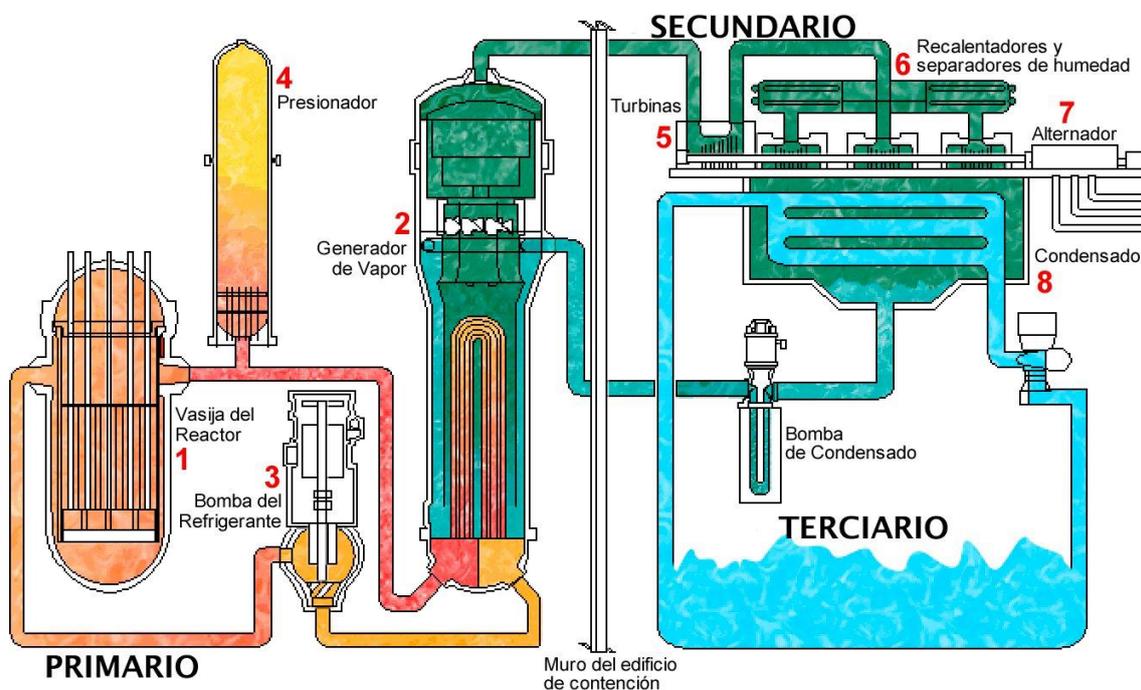


Figura 3.1: Esquema de un reactor PWR (Fuente: @OperadorNuclear)

El circuito primario se encarga de refrigerar el núcleo del reactor, lugar donde se produce calor gracias a la reacción en cadena. Es importante conocer que el agua de refrigeración, a pesar de trabajar a unos $300^{\circ}C$, se encuentra en estado líquido, ya que gracias a los presionadores se encuentra a una presión de unos 150 bar. Además, es el único circuito que contiene elementos radiactivos.

El calor contenido en el circuito primario se evacúa al secundario en los generadores de vapor. El agua caliente circula por tubos de pequeño diámetro, mientras que el agua fría pasa por el exterior de los mismos aumentando su propia temperatura, a la vez que refrigera el circuito primario. De esta manera, se consigue vapor de agua, que se enviará a las turbinas.



El eje de las turbinas se encuentra acoplado a un alternador para generar energía eléctrica. Asimismo, las turbinas están separadas por etapas, generalmente de alta y baja presión, para extraer la mayor cantidad de energía del vapor.

Una vez el vapor ha finalizado el paso por las turbinas, pasa al condensador, donde el calor residual es eliminado del circuito secundario mediante el paso de agua fría, proveniente de un río, embalse o mar.

Actualmente en España contamos con 4 centrales (6 reactores) con tecnología PWR, con una potencia total de 6305,7 MWe.

La Central Nuclear de Almaraz se encuentra en Almaraz de Tajo, Cáceres. Consta de dos reactores con potencias de 1049,43 MWe y 1044,45 MWe, y sus autorizaciones de puesta en funcionamiento son del 10/03/1980 y 15/06/1983, respectivamente. Los reactores son de origen estadounidense, marca Westinghouse. La refrigeración de la central se realiza mediante circuito abierto, gracias al embalse de Arrocampo.



Figura 3.2: Central Nuclear de Almaraz

Almaraz I		Almaraz II	
Tipo	PWR	Tipo	PWR
Refrigerante	Agua ligera	Refrigerante	Agua ligera
Moderador	Agua ligera	Moderador	Agua ligera
Neutrones	Térmicos	Neutrones	Térmicos
Potencia	2947 MW	Potencia	2947 MW
Potencia Eléctrica	1049 MW	Potencia Eléctrica	1044 MW

Tabla 1: Características de los reactores de la Central Nuclear de Almaraz

La Central Nuclear de Ascó se sitúa en el municipio de Ascó, Tarragona. Al igual que Almaraz, se compone de dos reactores de marca Westinghouse, con unas potencias de 1032,5 MWe y 1027,2 MWe. Ambas unidades obtuvieron su autorización de puesta en



funcionamiento el 16/05/1974 y el 07/03/1985, respectivamente. Para su refrigeración consta de una torre de tiro natural de 160m de alto y 117m de diámetro en la base, además de dos baterías de tiro forzado y el río Ebro, del que capta el agua necesaria.

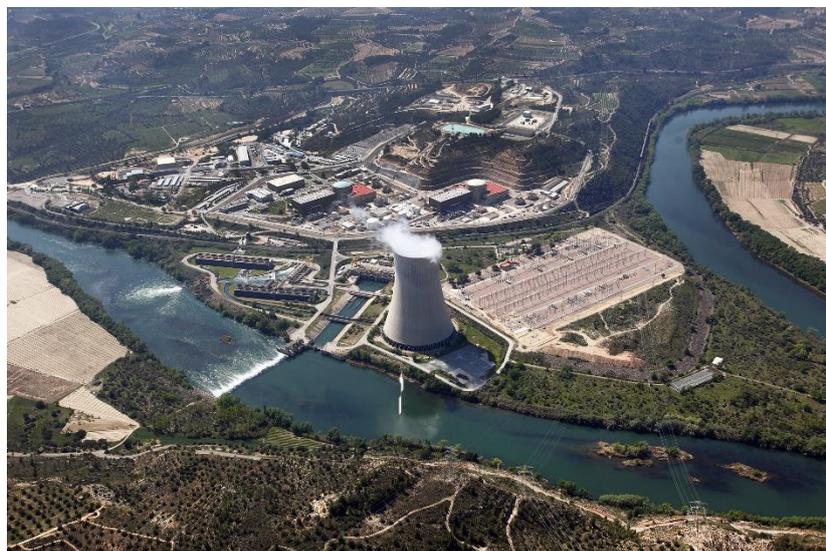


Figura 3.3: Central Nuclear de Ascó

Ascó I		Ascó II	
Tipo	PWR	Tipo	PWR
Refrigerante	Agua ligera	Refrigerante	Agua ligera
Moderador	Agua ligera	Moderador	Agua ligera
Neutrones	Térmicos	Neutrones	Térmicos
Potencia	2941 MW	Potencia	2941 MW
Potencia Eléctrica	1032,5 MW	Potencia Eléctrica	1027,2 MW

Tabla 2: Características de los reactores de la Central Nuclear de Ascó

La Central Nuclear de Trillo se ubica a orillas del río Tajo en Trillo, Guadalajara. Consta de un único reactor con una potencia de 1066 MWe. En este caso, el reactor es de



Figura 3.4: Central Nuclear de Trillo



diseño alemán, suministrado por la empresa KWU (Kraftwerk Union AG). Es la central nuclear más moderna del país, con una autorización de puesta en marcha del 04/12/1987. Para su refrigeración se apoya en dos torres de tiro natural.

Trillo	
Tipo	PWR
Refrigerante	Agua ligera
Moderador	Agua ligera
Neutrones	Térmicos
Potencia	3010 MW
Potencia Eléctrica	1066 MW

Tabla 3: Características del reactor de la Central Nuclear de Trillo

La Central Nuclear de Vandellós se encuentra en el municipio de L'Hospitalet del Infant, en Tarragona. Su único reactor, marca Westinghouse, proporciona una potencia de 1087 MWe, y obtuvo su autorización de puesta en marcha poco antes que el reactor de Trillo, el 17/08/1987. Su refrigeración se lleva a cabo mediante circuito abierto contra el mar Mediterráneo.



Figura 3.5: Central Nuclear de Vandellós

Vandellós II	
Tipo	PWR
Refrigerante	Agua ligera
Moderador	Agua ligera
Neutrones	Térmicos
Potencia	2941 MW
Potencia Eléctrica	1087 MW

Tabla 4: Características del reactor de la Central Nuclear de Vandellós

En la actualidad, existen un total de trece reactores PWR de nueva generación (incluyendo varios de tecnología SMR) en diferentes fases de diseño en todo el mundo, todos ellos moderados y refrigerados por agua ligera.

Otros cinco reactores de nueva generación están en proceso de construcción.

3.1.1.2 Reactores BWR

Los reactores BWR (Boiling Water Reactor) se componen de 2 circuitos hidráulicos independientes entre sí, por los que circula agua, encontrándose ésta en estado líquido o en forma de vapor.

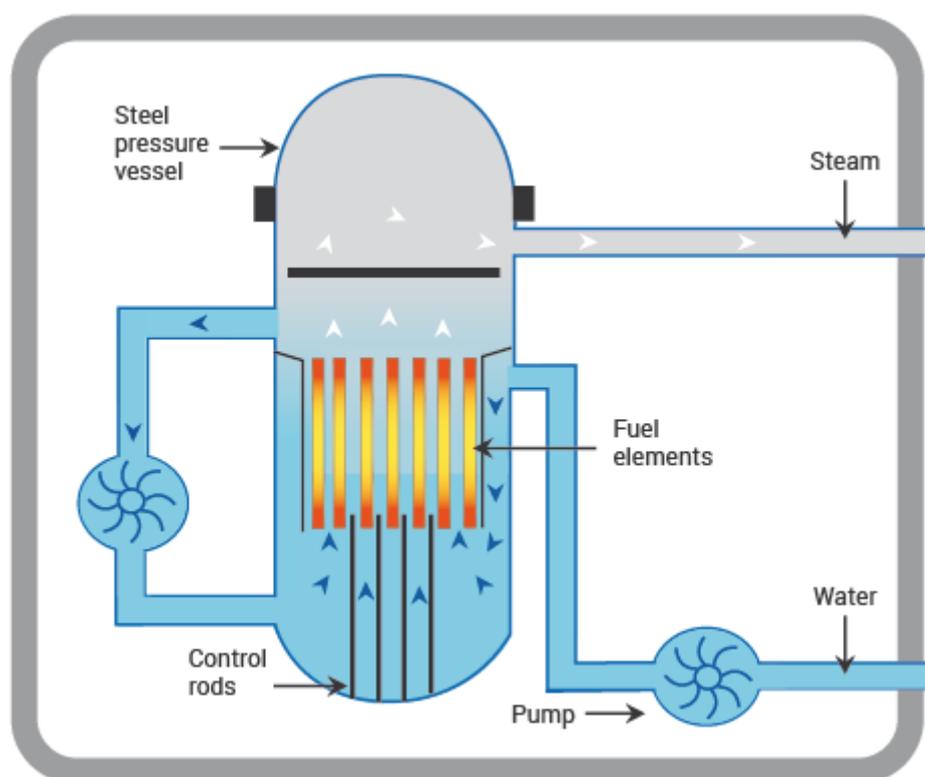


Figura 3.6: Esquema de un reactor BWR (Fuente: World Nuclear Association)

El principio de funcionamiento de un BWR es idéntico al de los reactores PWR, pero con una forma diferente a la hora de generar el vapor. Mientras que el anterior contaba con un intercambiador de calor, en el BWR se genera el vapor en el mismo núcleo del reactor. Este circuito tiene una presión de unas 75 atmósferas, y el agua entra en ebullición a unos 285°C. Es importante reseñar que éste agua contiene radioisótopos de corto tiempo de vida.

El vapor generado en el reactor es el mismo que pasará por las turbinas para generar electricidad, por lo que, antes de salir hacia ellas, es necesario su paso por unos separadores de vapor para eliminar las pequeñas gotas de agua que puedan existir y así proteger los álabes de la turbina frente a la cavitación.

Al igual que en los reactores PWR, el calor que no se puede aprovechar se elimina gracias a un circuito de refrigeración, que puede tomar agua de un embalse, río o mar.

En la actualidad, en España contamos únicamente con un reactor con tecnología BWR, con una potencia de 1092 MWe, suministrado por la empresa estadounidense General Electric, siendo la más potente del país. Se sitúa en el municipio de Cofrentes, Valencia. Obtuvo su autorización de puesta en marcha el 23/07/1984. Su refrigeración se lleva a cabo en circuito cerrado mediante dos torres de tiro natural, algo más pequeñas que las de la central nuclear de Ascó, con 129m de altura y 90m de diámetro en la base.



Figura 3.7: Central Nuclear de Cofrentes

Cofrentes	
Tipo	BWR
Refrigerante	Agua ligera
Moderador	Agua ligera
Neutrones	Térmicos
Potencia	3237 MW
Potencia Eléctrica	1092 MW

Tabla 5: Características del reactor de la Central Nuclear de Cofrentes

3.1.2 Reactores refrigerados por agua pesada

Estos reactores emplean agua pesada como moderador (de ahí su nombre, Heavy Water Reactor; HWR), la cual se compone principalmente (más de un 99%) de átomos de deuterio. Al componer éste una molécula más pesada que el hidrógeno convencional, mejora la economía neutrónica del reactor. El refrigerante puede ser tanto agua ligera como agua pesada.

Como consecuencia de esto, este tipo de reactor no necesita enriquecer el combustible, a diferencia del resto de reactores refrigerados por agua, pudiendo así funcionar con uranio natural. Los más conocidos son los reactores tipo CANDU, de fabricación canadiense, aunque también se emplean en India, Argentina, Rumanía, Pakistán y China.

Actualmente existen 5 reactores avanzados HWR en diferentes procesos de diseño y operación.

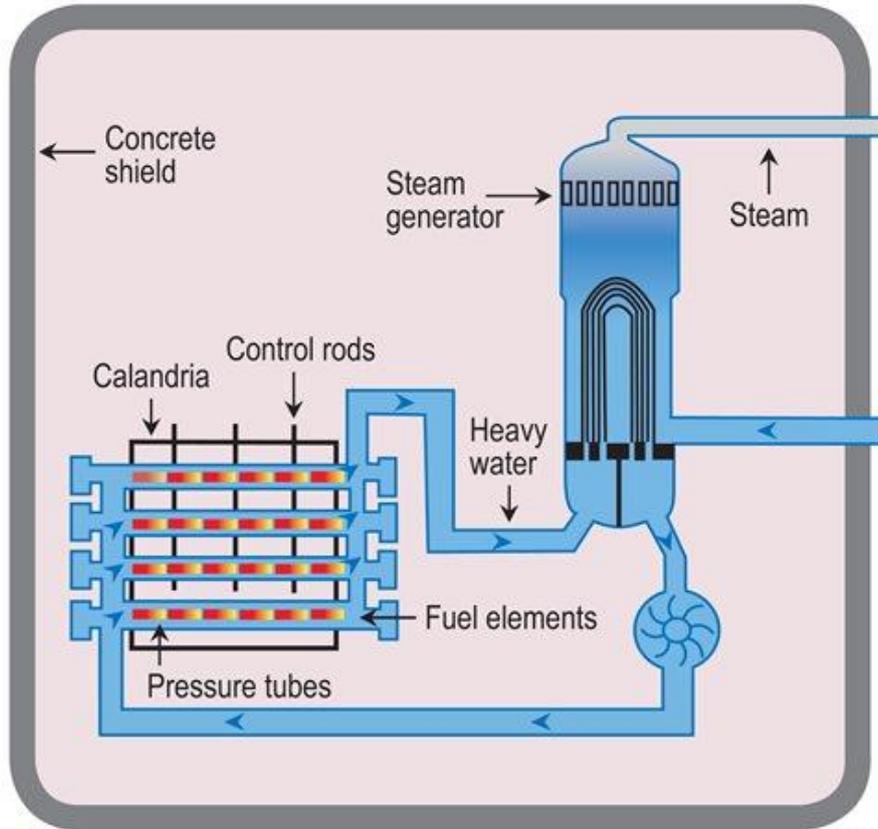


Figura 3.8: Esquema de un reactor HWR (Fuente: World Nuclear Association)

Como se aprecia en la figura, en este tipo de reactores los elementos combustibles se colocan en horizontal, y pueden reemplazarse sin necesidad de detener la reacción en cadena. Las barras de control se introducen en vertical a lo largo de los elementos combustibles.

Como en un PWR, el calor de la reacción se emplea para generar vapor en un circuito secundario, que se dirigirá hacia las turbinas. Un reactor HWR trabaja a una presión de unas 100 atmósferas, alcanzando temperaturas de unos 290°C.

Los reactores HWR producen más cantidad de energía por kg de uranio que el resto de reactores, pero también generan más residuos.

3.2 REACTORES REFRIGERADOS POR GAS

Los reactores refrigerados por gas representan únicamente el 3% de los reactores civiles del mundo, y se encuentran todos en el Reino Unido. Todos ellos se refrigeran con dióxido de carbono.

Gracias a su gran versatilidad y a su alta eficiencia, una serie de Estados Miembros (Estados Unidos, Japón, China, Sudáfrica y Europa) se encuentran desarrollando reactores refrigerados por helio con tanto civiles como industriales, pues pueden emplearse también para producir hidrógeno, para producir calor industrial (en forma de



SMR, con finalidades de cogeneración), desalación de agua de mar o incluso para calefacción urbana. (6)

3.3 REACTORES REFRIGERADOS POR SALES FUNDIDAS

Los reactores refrigerados por sales fundidas (Molten Salt Reactor, MSR) fueron desarrollados en los años 50 y actualmente es una tecnología en auge debido a su alta eficiencia en la generación de electricidad y a una menor generación de desechos de alta actividad.

Gracias a su diseño, no requieren emplear combustible sólido, por lo que se reducen costes de extracción, producción y generación de combustible. A su vez, su versatilidad les permite adaptarse a diferentes ciclos de combustible, como lo ciclo de uranio-plutonio o el de torio-plutonio. Esta mayor compatibilidad consigue aumentar las reservas mundiales de combustible nuclear.

Al igual que en los reactores refrigerados por gas, el calor producido durante su funcionamiento puede emplearse para cogeneración de electricidad y calor industrial para diversas aplicaciones. Además, se pueden emplear como reactores reproductores o como incineradores de desechos nucleares.(7)

3.4 REACTORES RÁPIDOS

Se denominan reactores rápidos a aquellos que se aprovechan de todo el espectro neutrónico de una reacción en cadena.

Cuando se produce una reacción de fisión en material fisible, los neutrones liberados contienen una enorme energía cinética debido a su velocidad. Los reactores térmicos no son capaces de fisiónar el combustible con este tipo de neutrones, por lo que necesitan 'frenarlos' para reducir su energía cinética y, de esta forma, se conviertan en neutrones térmicos, capaces de fisiónar, por ejemplo, U^{233} , U^{235} o Pu^{239} .

Sin embargo, los reactores rápidos sí que son capaces de aprovechar esa energía cinética para romper los enlaces del material fisiónable, que puede estar compuesto por isótopos del torio como Th^{232} , isótopos del uranio como U^{233} , U^{235} o U^{238} o también isótopos del plutonio como Pu^{239} o Pu^{240} .

El combustible nuclear se encuentra formado principalmente por material fisiónable (alrededor del 97% del uranio natural se compone de U^{238}), lo que acompañado a la menor proporción de neutrones térmicos, conlleva un bajo aprovechamiento del combustible en reactores térmicos. Sin embargo, los reactores rápidos, al ser capaces de fisiónar este tipo de átomos, aumentan considerablemente el rendimiento del combustible.

Este tipo de reactores, en la actualidad, se emplean principalmente como reactores reproductores, con el fin de general nucleidos fisibles. El material fisiónable que absorbe un neutrón y no produce una fisión, se convierte en un nuevo nucleido fisible gracias a un proceso llamado transmutación. De esta forma se obtienen nucleidos fisibles que no se encuentran en la naturaleza. Además, también se emplean como incineradores de residuos nucleares de alta actividad.

Países como Francia, Rusia, Japón, Reino Unido, China o Estados Unidos, entre otros, siguen acumulando experiencia de operación de reactores rápidos, en este caso



refrigerados por sodio, gracias a diferentes prototipos, reactores experimentales y reactores en funcionamiento.

3.5 SMR

Los SMR son reactores nucleares de fisión con una potencia igual o inferior a 300 MWe (MW eléctricos), entre 3 y 4 veces menos potencia que un reactor tradicional. Cabe destacar que los SMR pueden estar refrigerados por agua, gas, metal fundido o sales fundidas, al igual que los reactores convencionales.

Sus puntos fuertes radican en su diseño y tamaño, ya que pueden ser ensamblados en serie en fábrica y trasladados de una pieza hacia su destino, lo cual reduce drásticamente su tiempo y sus costes de construcción. Están principalmente pensados para satisfacer las necesidades energéticas de zonas con baja interconexión a la red general, así como para aumentar progresivamente la producción energética de una zona a medida que va aumentando la demanda.

Otra de sus características es la menor demanda de combustible y mayor tiempo de ciclo de combustible, con un rango que va desde los 3 hasta los 7 años.

Una variante de los SMR son los microrreactores, capaces de producir hasta 10 MWe. Éstos pueden emplearse en zonas muy remotas, además de poder utilizarse como reservas de energía en situaciones de emergencia(8).

Actualmente existen más de 70 modelos de SMR tanto en desarrollo, como en pruebas y en funcionamiento. Los SMR más famosos pertenecen a Rosatom y constituye la primera central nuclear flotante del mundo, con una potencia de 70 MWe(9).

KLT-40S	
Tipo	PWR
Refrigerante	Agua ligera
Moderador	Agua ligera
Neutrones	Térmicos
Potencia	300 MW
Potencia Eléctrica	70 MW

Tabla 6: Características del SMR KLT-40S



Figura 3.9: Akademik Lomonosov, primera central nuclear flotante del mundo (Fuente: World Energy Trade)

Recientemente, el 20 de diciembre del pasado año, China conectó a la red su primer SMR, que además es el primer prototipo de reactor de IV generación del mundo. El reactor, denominado HTR-PM (High Temperature Gas Cooled Reactor- Pebble-Bed Module), tiene una potencia eléctrica de 211 MWe. Una de sus principales características es la disposición del combustible, que en lugar de aparecer en forma de cilindros de pequeño tamaño y diámetro que conforman los elementos combustibles tradicionales, se encuentra formando matrices de uranio, carbono y grafito, con forma esférica. Concretamente, los granos de uranio tienen un diámetro de 0,5mm y se encuentran recubiertos de 4 capas formadas por distintos tipos de carbonos. Estos granos se encuentran distribuidos en una esfera de 5cm de diámetro de grafito, a su vez recubierta por una capa de 0,5cm de grafito. Así, el diámetro total del elemento combustible es de 6cm, y cada uno contiene 7g de uranio. Por otra parte, el enriquecimiento del combustible es elevado en comparación con un reactor convencional, pues llega hasta el 8,5% de U-235.(10)



Figura 3.10: Granos de uranio (Fuente: ARIS)



Figura 3.11: Elementos combustibles del HTR-PM (Fuente: ARIS)

HTR-PM	
Tipo	GCR
Refrigerante	Helio
Moderador	Grafito
Neutrones	Térmicos
Potencia	500 MW
Potencia Eléctrica	211 MW

Tabla 7: Características del SMR HTR-PM

3.6 REACTORES EN CONSTRUCCIÓN

Según el último informe de la OIEA acerca del estado de los diversos reactores nucleares a nivel mundial(11), a fecha de diciembre de 2021 se encontraban en construcción 56 reactores de diversas tecnologías.

Número	PWR	PHWR	BWR	FBR
1	CAREM Prototyp			
2	VVER V-523			
2	VVER V-491			
1	PRE KONVOI			
9	HPR1000			
1	ACPR-1000			
1	ACP100			
2	VVER-1200/V491			
1				CFR600
2	EPR			
1		PHWR-700		
4	VVER V-412			
1				Prototype



Número	PWR	PHWR	BWR	FBR
2		Horizontal Pre		
1	V-528 VVER-100			
2			ABWR	
6	APR1400			
1	ACP-1000			
1				BREST-OD-300
2	VVER V-510K			
2	VVER V-213			
3	VVER V-509			
2	EPR-1750			
2	VVER			
2	AP-1000			
2	HRP1000			

Tabla 8: Reactores en construcción

Actualmente la amplia mayoría de reactores en construcción se corresponden con el tipo PWR, con 48 unidades. Dentro de las mismas, podemos apreciar un amplio abanico de diseños, con dominio de los modelos rusos, chinos y surcoreanos.

Dentro de la categoría PHWR, contamos con un reactor de diseño indio y dos prototipos.

Los reactores con tecnología BWR parece perder relevancia en el mundo, ya que sólo se encuentra en construcción un único reactor de diseño japonés.

La última columna se compone de reactores reproductores rápidos (de sus siglas en inglés, Fast Breeder Reactor) y encontramos tres reactores en construcción, todos prototipos, de IV generación.

3.7 ENERGÍA NUCLEAR EN EL MUNDO

Numerosos países cuentan con planes para continuar expandiendo su generación nuclear o incluso para construir su primer reactor. Actualmente, el país con mayor número de reactores planificados para su construcción es China, con 31 reactores en total (2 de ellos de tecnología FBR, el resto todos PWR). Le siguen Rusia, con 20 reactores adicionales (3 FBR, 17 PWR) y Japón con 9 (6 BWR, 3 PWR). Otros países que planifican la construcción de reactores son India, con 4 unidades PHWR, Israel y Hungría, con dos PWR cada uno y finalmente Turquía y Finlandia con 1 PWR cada uno.

Existen países en vías de desarrollo o con una demanda eléctrica en crecimiento que se encuentran estudiando la construcción de centrales nucleares en su territorio, como pueden ser Ghana o Níger. También encontramos potencias petrolíferas que apuestan por la energía nuclear, como es el caso de Emiratos Árabes Unidos.

En Europa, el 15 de julio de 2022 se clasificó la energía nuclear como energía 'verde', al igual que el gas. Sin embargo, hay diversidad de posturas entre los países miembros, desde países que van a recurrir esta clasificación, como Luxemburgo o Austria, a países que no están de acuerdo, se niegan a construir nuevos reactores pero mantienen los actuales en funcionamiento, otros planean aumentar su potencia nuclear en los próximos años y otros que continuarán con su calendario de cierre progresivo.



Hace 10 años, Alemania acordó un cierre progresivo de sus centrales nucleares acompañado de una enorme inversión en energías renovables. En la actualidad cuentan con una 64,9 GW de potencia eólica instalada y 62,5 GW de potencia fotovoltaica instalada, lo que representa alrededor de un 50% del total de su potencia instalada. Sin embargo, a pesar de tener una capacidad de generación enorme, durante el año 2021, generaron el 27,8% de la electricidad del país. La pobre generación renovable, junto con el cierre progresivo de las centrales nucleares, conlleva un aumento de la generación eléctrica a través de combustibles fósiles, tanto carbón como gas, llegando a producir en el año 2021 alrededor del 43,3% de la electricidad(12)

En el lado opuesto nos encontramos con Francia, cuya principal fuente de electricidad en el país es la energía nuclear. Cuenta con una potencia nuclear instalada de 61,37 GW, que representa el 44% de la potencia total del país. La potencia fotovoltaica asciende a 13,612 GW (10% del total) y la eólica a 19,099 GW (14%). En términos de generación, la nuclear generó el 67,21% del total en el año 2020, la eólica el 7,7% y la fotovoltaica, el 2,99%.

4. METODOLOGÍA

El PNIEC contempla una descarbonización mediante una instalación masiva de energías renovables, debiendo añadir alrededor de 21,5 GW de energía eólica, unos 23,8 GW de energía solar fotovoltaica, 4,7 GW de energía solar térmica, 6,2 GW de energía hidráulica con tecnología de bombeo. Todo esto en detrimento de la energía nuclear, que reducirá su capacidad de generación, y manteniendo prácticamente sin alterar la capacidad de los ciclos combinados.

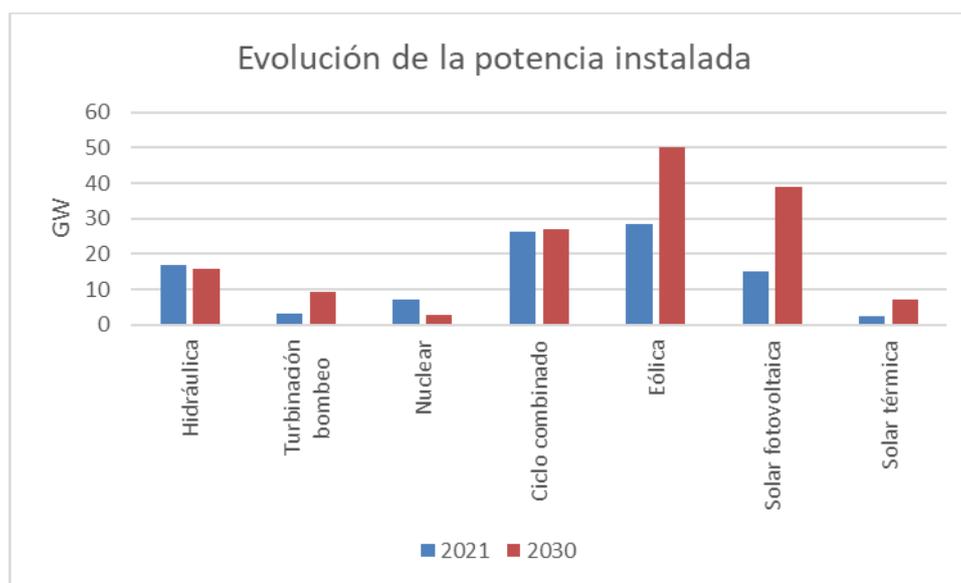


Figura 4.1: Evolución de la potencia instalada según PNIEC

Esto plantea un futuro con un mix eléctrico dominado por las renovables, especialmente la eólica y la fotovoltaica. Además, la menor capacidad nuclear (actualmente es la segunda fuente de energía eléctrica del país), junto con el bajo factor de capacidad de las renovables no gestionables, causará un aumento de la generación eléctrica con ciclos combinados, y, por consiguiente, un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero.

Para instalar tal cantidad de potencia renovable es necesaria una gran extensión de terreno. Con el avance de la tecnología, se producirán turbinas y paneles más potentes y eficientes, pero no podrá evitar el uso del terreno. Una de las opciones para reducir esta superficie pasará por la tecnología flotante.

Es necesario además tener en cuenta la demanda eléctrica del país a lo largo de los años. Con un modelo basado en la electrificación, a pesar del aumento de la eficiencia general de la parte consumidora, supondrá un aumento de la demanda a corto-medio plazo.

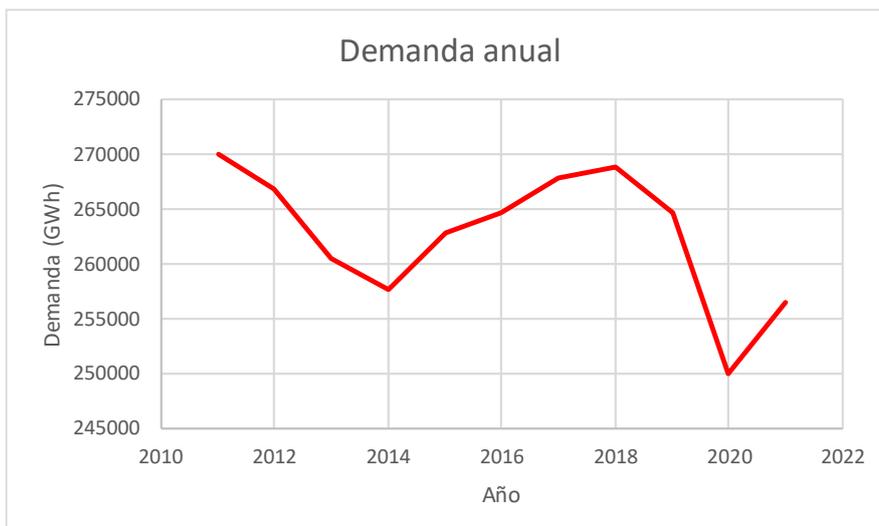


Figura 4.2: Demanda eléctrica de España

Como he dicho previamente, uno de los aspectos clave en las centrales de generación eléctrica es el factor de capacidad. Al tratarse de una relación entre energía generada y potencial energía generada, es muy variable entre los distintos tipos de tecnologías. Previamente, he anotado los valores aproximados de los principales tipos de centrales, para ahora pasar a datos reales. Me centraré en las energías renovables principales (eólica, solar e hidráulica), además de la energía nuclear y los ciclos combinados.

En el siguiente gráfico, se muestran los valores de energía generada a lo largo de todo 2021.

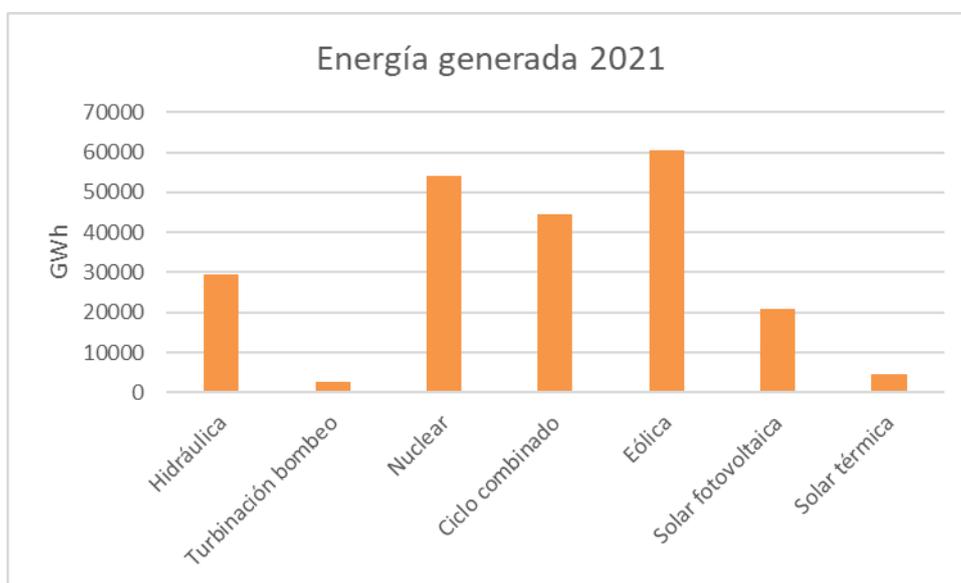


Figura 4.3: Energía generada en España

Para poder obtener el factor de capacidad, es necesario calcular cuánta energía se hubiese podido obtener, si todas las centrales funcionasen a plena potencia durante todo el año. Para ello, se toma la potencia total instalada de cada tipo de energía, y se multiplica por el número de horas totales de un año.

$$GWh_{\text{hidr}} = 17,09 \text{ GW} \cdot 8760 \text{ h} = 149744,54 \text{ GWh}$$

$$GWh_{\text{turb}} = 3,33 \text{ GW} \cdot 8760 \text{ h} = 29183,06 \text{ GWh}$$



$$\begin{aligned}GWh_{nuc} &= 7,12 \text{ GW} \cdot 8760 \text{ h} = 62347,46 \text{ GWh} \\GWh_{cc} &= 26,25 \text{ GW} \cdot 8760 \text{ h} = 229951,27 \text{ GWh} \\GWh_{eol} &= 28,53 \text{ GW} \cdot 8760 \text{ h} = 249924,44 \text{ GWh} \\GWh_{pv} &= 15,29 \text{ GW} \cdot 8760 \text{ h} = 133905,55 \text{ GWh} \\GWh_{term} &= 2,3 \text{ GW} \cdot 8760 \text{ h} = 20183,15 \text{ GWh}\end{aligned}$$

Los resultados globales se reflejan en el siguiente gráfico:

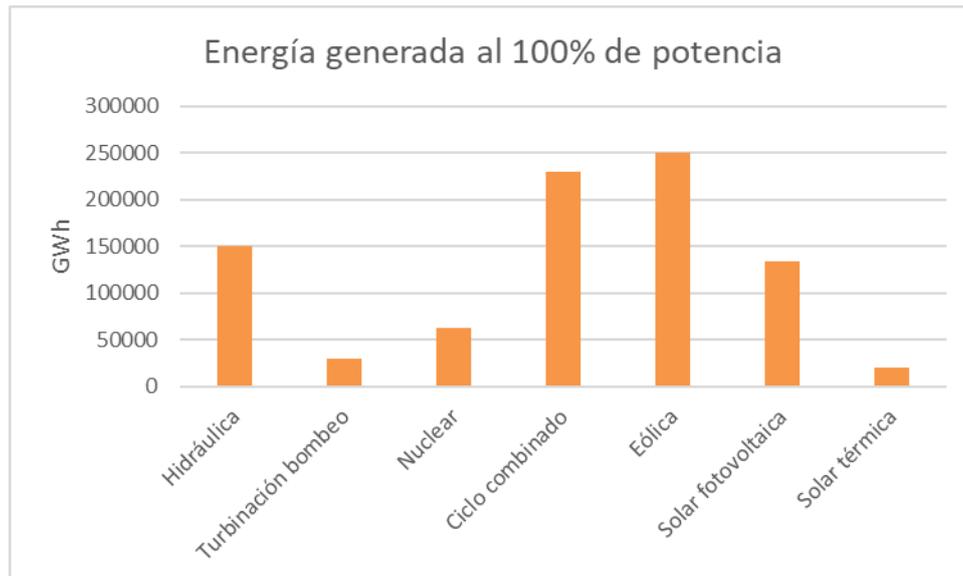


Figura 4.4: Energía generada al 100% de potencia

El último paso consiste en relacionar las diferentes tecnologías. Se divide la energía real generada entre la energía 'ficticia', obteniendo así el factor de capacidad.

$$FC_{hidr} = \frac{29595,43}{149744,54} \cdot 100 = 19,76\%$$

$$FC_{turb} = \frac{2649,3}{29183,06} \cdot 100 = 9,08\%$$

$$FC_{nuc} = \frac{54040,98}{62347,46} \cdot 100 = 86,68\%$$

$$FC_{cc} = \frac{44493,27}{229951,27} \cdot 100 = 19,35\%$$

$$FC_{eol} = \frac{60496,34}{249924,44} \cdot 100 = 24,21\%$$

$$FC_{pv} = \frac{20954,1}{133905,55} \cdot 100 = 15,65\%$$

$$FC_{term} = \frac{4705,5}{20183,15} \cdot 100 = 23,31\%$$

Los resultados globales se reflejan en el siguiente gráfico:

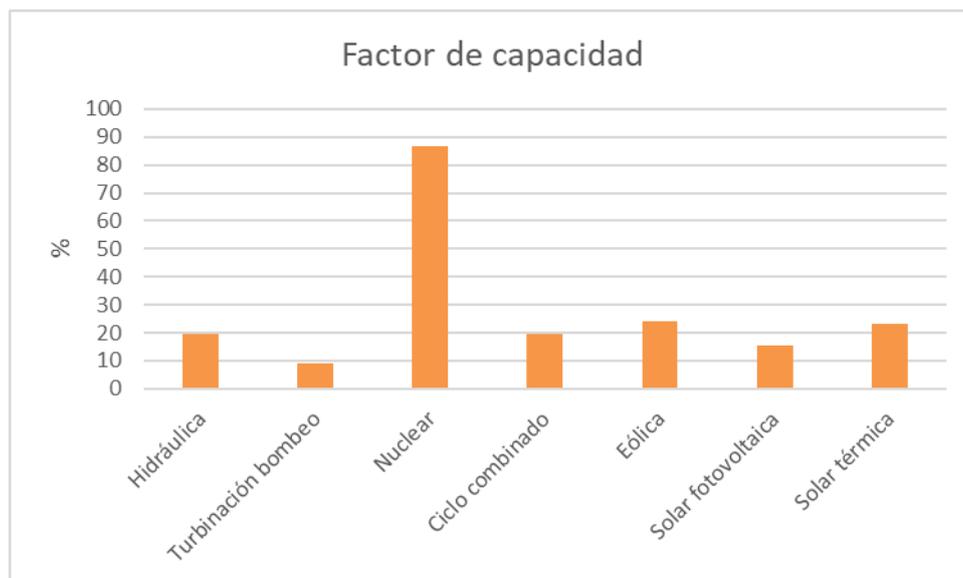


Figura 4.5: Factores de capacidad por tecnologías

La causa del bajo valor de las renovables es el poco tiempo que trabajan a alta potencia, debido a que en pocas ocasiones se dan las condiciones necesarias para ello, junto con las ocasiones en las que se encuentran paradas (por ejemplo, ausencia de viento para la eólica). Los ciclos combinados, a pesar de tener todas las características necesarias para tener un alto factor de capacidad, se emplean como fuentes de respaldo, generando electricidad únicamente cuando no se cubre la demanda con el resto de las tecnologías. El valor más alto corresponde a la nuclear, pues su puesta en funcionamiento y paradas programadas se prolongan en el tiempo, por lo que se encuentran en funcionamiento la mayor parte del tiempo. Únicamente paran para recargar combustible y por causas de seguridad.

La siguiente tabla resume todos estos datos:

	Energía generada (GWh)	Energía a plena carga (GWh)	Factor de capacidad (%)
Hidráulica	29595,43	149744,54	19,76
Turbinación bombeo	2649,30	29183,06	9,08
Nuclear	54040,98	62347,46	86,68
Ciclo combinado	44493,27	229951,27	19,35
Eólica	60496,34	249924,44	24,21
Solar fotovoltaica	20954,10	133905,55	15,65
Solar térmica	4705,50	20183,15	23,31

Tabla 9: Resumen de los factores de capacidad

4.1 APLICACIÓN DEL PNIEC

4.1.1 Localización y dimensionamiento aproximado de parques eólicos.

La energía eólica puede colocarse en dos tipos principales de emplazamiento para que su instalación resulte rentable y generen la energía eléctrica para la que han sido diseñados. Así, pueden colocarse en tierra (tecnología onshore) en lugares determinados que cumplan una serie de requisitos o pueden colocarse en mar (tecnología offshore), con unos requisitos menos exigentes a la hora de la instalación.



Figura 4.6: Instalaciones eólicas en España

En la actualidad, España cuenta con un gran número de instalaciones eólicas en todo su territorio, entendiéndose por ello, cualquier instalación con capacidad de verter energía a la red, con potencias comprendidas desde 4 kW hasta 180 MW, y una media de 26,3 MW (13).

Si nos centramos en parques eólicos terrestres, su ubicación ideal es en las cumbres de las montañas o sistemas montañosos, ya que, generalmente, cuentan con unos vientos mayores que los valles y, por tanto, el rendimiento de la instalación será mayor. Sin embargo, muchas de estas cumbres se encuentran protegidas por su alto valor ecológico. Es por esto que las comunidades con un menor grado de protección legislativo se estén blindando frente a la instalación de parques eólicos. Por ejemplo, Cantabria ha reconocido recientemente que en el 94% de todo su territorio será imposible la construcción de este tipo de plantas, un 3% será reconocido como zonas

condicionadas, quedando libre un total del 3% del territorio(14).

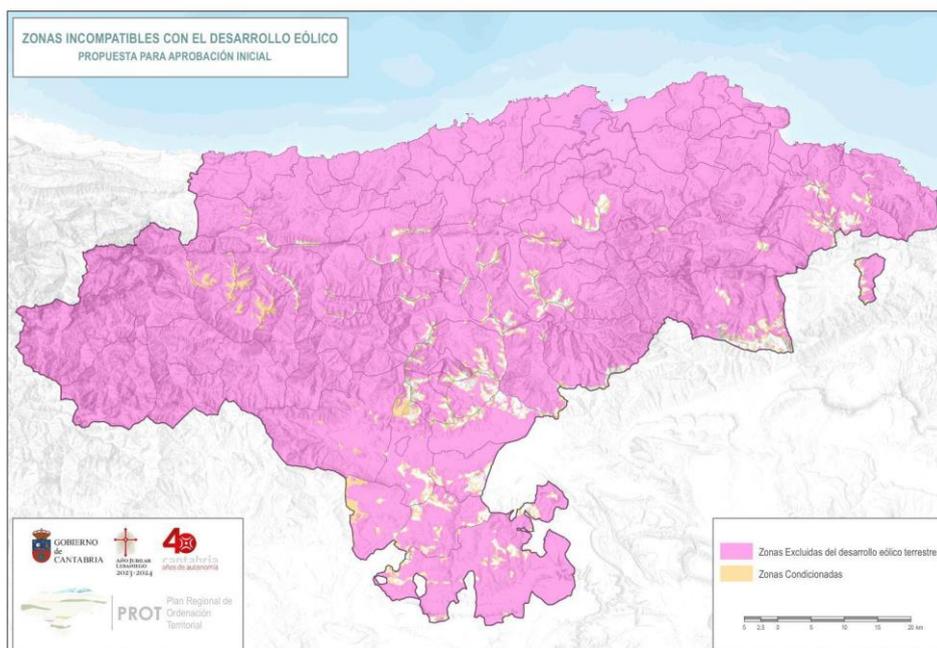


Figura 4.7: Zona de exclusión eólica de Cantabria

En el siguiente mapa se aprecian las zonas de exclusión eólica en España, siendo así las zonas en blanco apropiadas para la instalación de parques eólicos y las zonas en naranja, zonas de exclusión(15)



Figura 4.8: Zonas de exclusión eólica en España

Por otra parte, los parques eólicos marinos se encuentran aún en desarrollo. Existen países que cuentan con una potencia instalada reseñable, pero queda mucho camino por recorrer. España goza de una longitud de litoral de 7905km y una superficie marítima de 1,2 millones de km², siendo aproximadamente el doble de toda la superficie terrestre (16). Teniendo en cuenta las características de los mares que bañan estas costas,

tendrán relevancia los dos tipos principales de energía eólica marina: flotante y anclada. La energía eólica anclada es la mayoritaria en todo el mundo, y la flotante se encuentra aún en vías de desarrollo. Hay que tener en cuenta que no toda la superficie marina se puede utilizar con estos fines, pues, al igual que en tierra, existen zonas de alto valor ecológico, así como caladeros para barcos pesqueros. Actualmente, diferentes colectivos pesqueros se comienzan a posicionar en contra de los parques eólicos marinos.



Figura 4.9: Zona económica exclusiva de España

Con todo esto, tenemos una proyección de futuro mayoritariamente eólica, con cada vez menos superficie disponible para su instalación en tierra, y con una enorme necesidad de desarrollar la tecnología marina.

Para comenzar a dimensionar, consideraré una potencia media de turbina de 8 MW. Los aerogeneradores marinos tienen una potencia algo superior, en torno a los 10 MW, mientras que los terrestres cuentan con una potencia ligeramente inferior, alrededor de 7 MW. Las dos principales empresas constructoras (Siemens Gamesa y Vestas) ofertan en sus catálogos ambos tipos de aerogeneradores, con potencias similares.

	MW
Potencia a instalar	21469,81
Potencia media considerada	8

Con estos datos, obtengo el número aproximado de aerogeneradores a instalar en España para 2030, englobando tanto terrestres como marinos:

$$\text{N}^\circ \text{ aerogeneradores} = \frac{21469,81}{8} = 2683,73 \approx 2700 \text{ aerogeneradores}$$

Redondeando, se necesitan unos 2700 aerogeneradores nuevos para dentro de 8 años, sin tener en cuenta las posibles averías de los actuales ni sus finales de vida útil (está

previsto que para 2025, alrededor de 12,3 GW tengan 20 años o más, encontrándose cerca de su vida útil o cerca de la necesidad de reparaciones) (17).

Teniendo en cuenta un coste de instalación de 1355 USD/kW para tecnología onshore y 3185 USD/kW para tecnología offshore (18), además de una instalación final de 60% onshore y 40% offshore, el precio aproximado de la ampliación de la capacidad eólica (instalación de 21,46 GW) ascendería a:

$$\text{Coste} = 21469813 \text{ kW} * 0,6 * 1355 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} + 21469813 \text{ kW} * 0,4 * 3185 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} = 44.807.499.731 \text{ USD}$$

Aplicando la equivalencia entre monedas, de 1,00387529 USD/€, obtenemos que el coste sería de unos 44.634 millones de euros.

Gracias a la energía eólica se descentraliza la generación eléctrica, ya que la distribución de estas plantas es muy irregular a lo largo del territorio y no ofrecen una gran potencia. Sin embargo, su incapacidad para ser gestionadas y la dependencia de los agentes atmosféricos, hacen que se convierta en una energía de apoyo muy importante. La electricidad generada se vende a bajo coste en el pool, lo que ayuda a bajar el coste de la energía, pero cuando no genera suficiente es necesario recurrir a los ciclos combinados, con su correspondiente subida del precio final de la energía.

4.1.2 Localización y dimensionamiento aproximado de plantas fotovoltaicas.

La energía solar fotovoltaica tendrá un peso muy importante en el mix eléctrico nacional para el año 2030, pues su potencia instalada deberá multiplicarse por 2,5 en un período de tiempo relativamente corto. Esta tecnología tiene mayor relevancia en terreno llano, sin objetos o accidentes geográficos que puedan generar sombras, con una gran cantidad de horas de sol al año, siendo así más eficientes en la meseta y el sur peninsular. La instalación de 23,7 GW de plantas fotovoltaicas ocupará una gran cantidad de terreno, debido a las características de este tipo de instalaciones, así como a las características propias de las placas fotovoltaicas.



Figura 4.10: Zonas de exclusión de energía fotovoltaica

Se aprecia cómo la energía fotovoltaica tiene menos zonas restringidas para su instalación, aunque, por otro lado, muchas de estas zonas no son óptimas para este tipo de plantas, debido a las características del terreno (15).

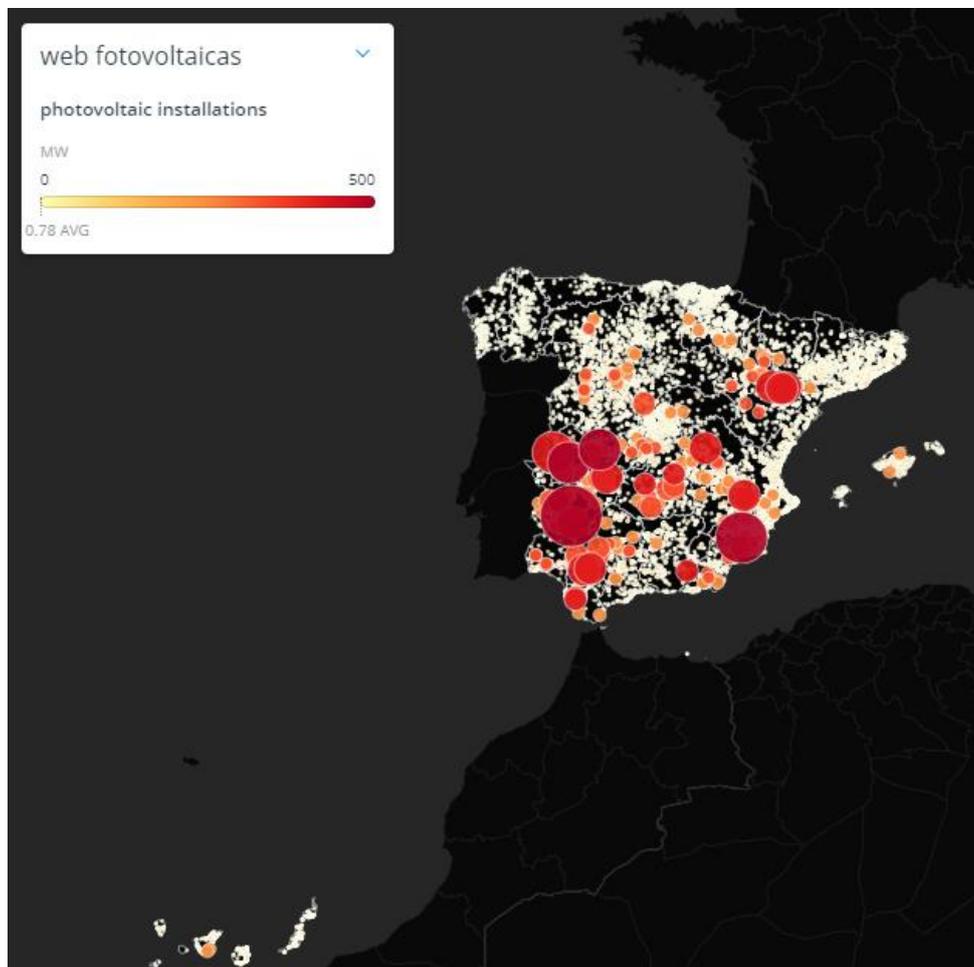


Figura 4.11: Instalaciones fotovoltaicas en España

Actualmente, España cuenta con un gran número de instalaciones fotovoltaicas, principalmente situadas en el sur peninsular, con una potencia máxima de 500 MW y una media de potencia de 0,78 MW (19).

La irradiación solar está relacionada directamente con la producción de energía eléctrica mediante este tipo de tecnología. Así, en el norte peninsular, tenemos una irradiación anual de unos 1400 kWh/m², mientras que en el sur los valores rondan los 2200 kWh/m² (20). Además de la construcción de nuevas plantas, también es necesario aprovechar las superficies que, por sus características, no pueden ser utilizadas para otro fin o pueden albergar más de una actividad, por lo que serán claves las pequeñas instalaciones de autoconsumo de edificios, tanto públicos como privados, como por ejemplo bloques de viviendas o viviendas unifamiliares, así como naves industriales o incluso edificios de la administración, para aumentar la producción fotovoltaica. Una gran cantidad de cubiertas de edificios se encuentra desaprovechada, cuando pueden contribuir en gran manera a la generación nacional, aumentando la producción renovable y disminuyendo la generación mediante combustibles fósiles. También puede instalarse de forma flotante, aprovechando la superficie de ciertos canales o embalses, evitando así parte de la evaporación del agua.



Figura 4.12: Irradiación solar en la península ibérica

Para comenzar a dimensionar, consideraré una potencia media de panel de 500W, con una superficie de 2m² (generalmente, los paneles tienen unas dimensiones de 2m de largo por 1m de ancho). Con esto, obtenemos un ratio de potencia máxima por superficie de 250 W/m², con independencia de la irradiación que incida sobre el panel. De esta forma, obtengo un número aproximado de paneles a instalar:

Potencia a instalar	23713,98 MW
Potencia media considerada	500 W

$$\text{Nº paneles} = \frac{23713,98 \cdot 10^6 \text{ W}}{500 \frac{\text{W}}{\text{panel}}} = 47427956 \text{ paneles}$$

Se trata de un número enorme, pero debido a la gran versatilidad de los paneles y a su fácil instalación, se irá reduciendo significativamente con el tiempo. Las instalaciones de este tipo se pueden integrar más fácilmente en entornos urbanos, aprovechando cubiertas de edificios o aparcamientos. Será necesaria una superficie total de unos 95 km², aproximadamente la superficie de 13550 campos de fútbol.

Teniendo en cuenta un coste de instalación de 883 USD/kW (18), el precio final aproximado para la ampliación de la capacidad fotovoltaica hasta un total de 39 GW será de:

$$\text{Coste} = 23713978 \text{ kW} \cdot 883 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} = 20.939.442.574 \text{ USD}$$

Aplicando la equivalencia entre monedas, de 1,00387529 USD/€, obtenemos que el coste sería de unos 21.000 millones de euros.



Al igual que la energía eólica, la energía solar contribuye a descentralizar la generación eléctrica, produce electricidad a bajo coste, y se comporta como una energía de apoyo a las grandes centrales generadoras.

4.1.3 Localización y dimensionamiento aproximado de otros tipos de centrales planteadas en el PNIEC.

En este apartado, me centraré en los principales tipos de centrales no tratadas anteriormente, como son las centrales hidroeléctricas, centrales de bombeo, ciclos combinados y centrales de acumulación solar (energía solar térmica).

La energía hidroeléctrica en España perderá alrededor de 1 GW de potencia para 2030, siendo así la única fuente renovable en disminuir su capacidad.

Las centrales de bombeo, a pesar de considerarse un tipo de central hidroeléctrica, aparecen desglosadas debido a su principal característica, el almacenamiento de energía. Deberán aumentar su potencia instalada en unos 6 GW, aunque se trata de una tecnología muy difícil de implementar, debido a su alto impacto visual y ecológico.

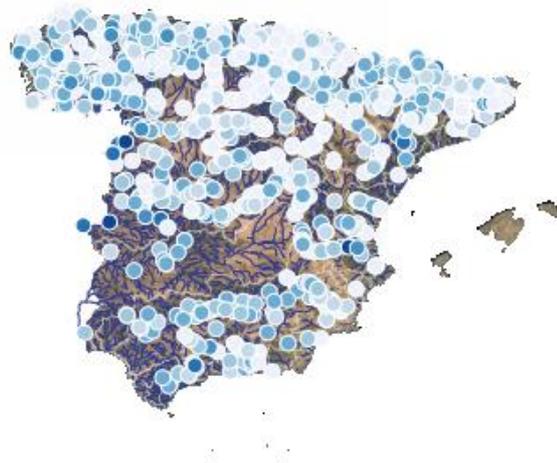


Figura 4.13: Instalaciones hidráulicas en España

España cuenta con un gran número de instalaciones hidráulicas en todo su territorio, siendo las más numerosas las llamadas minicentrales (alrededor de 1200), con una potencia inferior a 10 MW. Otras 100 se consideran centrales hidroeléctricas convencionales, con unas potencias variables, siendo la mayor de unos 1500 MW.

La energía hidráulica se encuentra muy repartida a lo largo del territorio y es una fuente fiable de electricidad (sobre todo las grandes presas), pues la inercia de las grandes turbinas puede ayudar a mantener el sincronismo de la red eléctrica general. Al igual que la eólica y la solar, descentraliza la generación y genera energía a bajo coste, pero el recurso que utiliza es compartido: si la reserva de agua es baja, no se podrá emplear para generar electricidad, sino para consumo humano y regadío. De ahí la importancia de las centrales de bombeo, pues además de utilizarse como almacenamiento de energía, trabajan con un 'ciclo cerrado' del agua.

La energía termosolar en España necesita aumentar su potencia en unos 4,5 GW para 2030, partiendo de una base de 2,3 GW existentes en la actualidad.

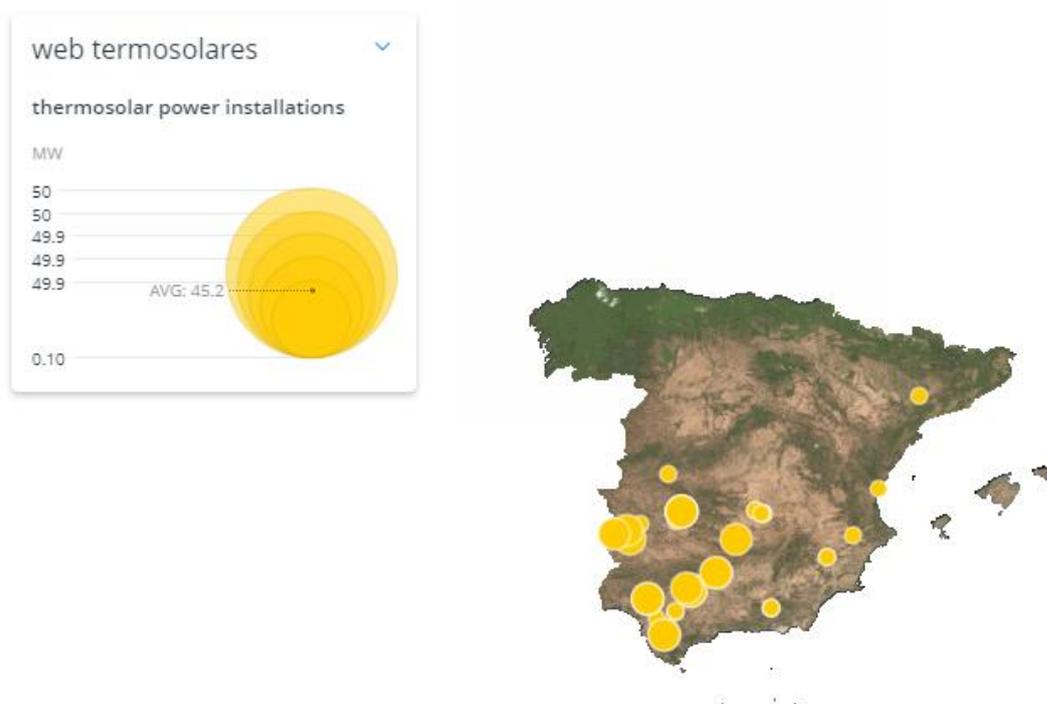


Figura 4.14: Centrales termosolares en España

Las instalaciones actuales, en términos de potencia, van desde los 0,1 MW hasta los 50 MW. Se localizan principalmente en el sur peninsular, que son las zonas con mayores horas de sol al año (21). Por su naturaleza, las zonas que pueden albergar centrales de este tipo son escasas, pues se necesita una gran insolación y área plana, con el fin de obtener el mayor calor posible.

Al tratarse de un tipo de energía solar, sus pros y sus contras son los mismos que la solar fotovoltaica. La única diferencia es su capacidad de almacenar energía y generar durante todo el día.

Los ciclos combinados se mantendrán inalterados, incluso se planifica un ligero aumento de potencia para 2030. Debido a su versatilidad, el poco espacio necesario para obtener



una gran cantidad de potencia y su rápida puesta en marcha, los consolida como la principal fuente fiable de energía no renovable del país. Su principal argumento en contra son las emisiones de gases contaminantes, pues su funcionamiento se basa en la quema de un combustible para obtener calor. Debería ser una tecnología en declive, pero el calendario de cierre nuclear (la principal fuente de energía base del país) hace necesaria su existencia.

Los ciclos combinados se tratan de una de las mayores fuentes generadoras del país. Gracias a su gran potencia, inercia y estabilidad, se pueden emplear para solucionar problemas de sincronismo de la red, pueden entrar en funcionamiento cuando sean necesarias (es decir, son gestionables). El coste de la energía generada va ligado al precio del combustible, por lo que es la energía más cara del pool.

4.1.4 Localización y dimensionamiento aproximado de sistemas de almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento se componen principalmente de baterías eléctricas, almacenamiento de calor y almacenamiento de agua en centrales de bombeo. Para cubrir las necesidades energéticas del país durante un largo período de tiempo, la capacidad de almacenaje será enorme. Hasta ahora, los almacenamientos sólo son capaces de proporcionar energía durante cortos períodos de tiempo y a baja potencia, por lo que necesitan aún mucho tiempo y recursos para acercarse a la madurez técnica. Se clasifican en función de su potencia:

- A gran escala (GW): se componen de instalaciones de gran tamaño, pensadas para inyectar energía a la red o, directamente, proporcionar energía a un gran número de consumidores. Se componen principalmente de centrales de bombeo y almacenamiento térmico (ya sea de origen renovable o no renovable).
- Almacenamiento en redes (MW): una escala intermedia, compuesta por baterías, condensadores, superconductores y volantes de inercia. Permite inyectar energía a la red de forma rápida y eficiente.
- A nivel usuario final (kW): los almacenamientos más pequeños, compuestos por baterías, superconductores y volantes de inercia. Se caracterizan por ser los almacenamientos que pueden existir en cualquier instalación doméstica de energía renovable, con capacidad de unas horas de uso a poca potencia.

Con el auge de la generación renovable y su poca predictibilidad, el almacenamiento jugará un papel clave en la descarbonización del sistema eléctrico nacional, facilitando la integración de las energías renovables. Así, pueden aprovecharse todos los momentos de generación, desde que ésta es menor que la demanda (la energía eléctrica se vierte directamente a la red) hasta los momentos en los que la generación es superior a la demanda, produciéndose excedentes que podrán ser almacenados directamente, o bien utilizados para, por ejemplo, bombear agua en las centrales de bombeo. Es una solución que aportará seguridad energética cuando su capacidad sea considerable (22).

Dados los diferentes tipos que existen, sus emplazamientos son muy variados, por lo que podemos encontrar desde una central de bombeo hasta una batería de uso doméstico. Por ello, pueden combinarse de forma fácil y situarse de forma descentralizada. Resulta muy difícil dimensionar un sistema de almacenamiento a nivel



país, pues la demanda es variable en el tiempo, y en el caso de ser necesarios, ciertas actividades tendrán prioridad (por ejemplo, edificios sanitarios) frente a otras.

4.2 COMBINACIÓN DEL PNIEC CON ENERGÍA NUCLEAR

Con el fin de descarbonizar la generación eléctrica, lo óptimo es abandonar completamente la generación recurrente con combustibles fósiles (principalmente gas en nuestro caso) y apostar completamente por energías libres de emisiones de gases de efecto invernadero durante su vida útil, pues en los procesos constructivos siempre se producen estas emisiones.

4.2.1 Localización y dimensionamiento aproximado de centrales nucleares.

Partiendo de la base de un más que improbable renacimiento nuclear español como causa de la moratoria nuclear, el emplazamiento más lógico para los nuevos reactores nucleares de potencia se correspondería con la ubicación actual de las centrales nucleares, tanto activas como inactivas.

España cuenta con dos centrales nucleares construidas durante los años 80 que jamás fueron puestas en funcionamiento: la Central Nuclear de Lemóniz y la Central Nuclear de Valdecaballeros, ambas con dos reactores casi finalizados. Al comenzar la moratoria nuclear, fueron desmanteladas y actualmente sólo quedan dentro de sus terrenos los edificios. Con una gran inversión por parte de los propietarios (aunque menor que la inversión que supone una construcción desde cero), dichos emplazamientos se podrían renovar completamente para albergar reactores de nueva generación, más potentes que los originalmente proyectados. Con ello, se podría aumentar la potencia nuclear instalada en unos 4,8 GW.

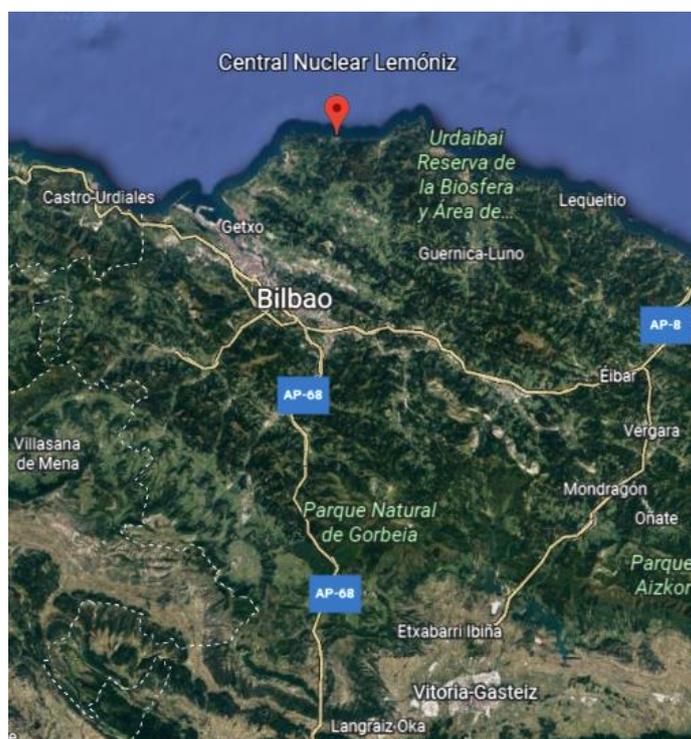


Figura 4.15: Ubicación de la Central Nuclear de Lemóniz

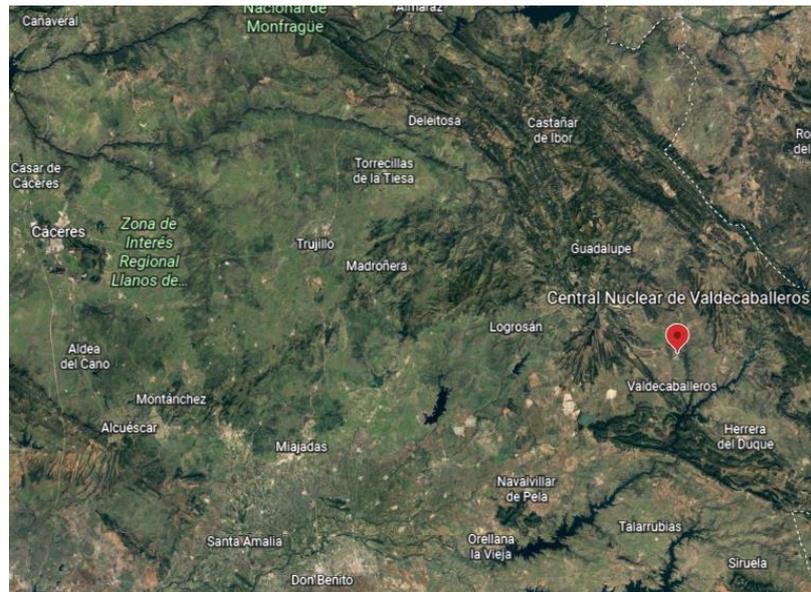


Figura 4.16: Ubicación de la Central Nuclear de Valdecaballeros

Además, todas las centrales en funcionamiento se podrán remodelar una vez finalice su permiso de explotación, aprovechando de esta forma los emplazamientos actuales y aumentando ligeramente la potencia de los mismos.

4.2.2 Localización y dimensionamiento aproximado de parques eólicos.

Al aumentar la potencia instalada nuclear, la importancia de las renovables se reducirá levemente, aunque seguirán teniendo un gran peso en la generación total. Sin embargo, al perder importancia a favor de la nuclear, no será necesaria tanta potencia instalada, y se podrán reducir las zonas de nuestro territorio que se verían ocupadas por dichas plantas.

4.2.3 Localización y dimensionamiento aproximado de plantas fotovoltaicas.

Las plantas fotovoltaicas perderían aún más importancia debido a su menor factor de capacidad en comparación con la eólica. Aun así, siguen siendo clave para instalaciones de autoconsumo, ya que es la forma más eficiente de generar energía para uso doméstico. Para potenciar el uso del suelo, podrían instalarse en la base de aerogeneradores, creando así una especie de planta 'híbrida', aunque habría que tener en cuenta las posibles sombras del mástil.

4.2.4 Localización y dimensionamiento aproximado de otros tipos de centrales planteadas en el PNIEC.

Con respecto a las centrales hidroeléctricas, su potencia instalada se deberá mantener o incluso aumentar ligeramente mediante el cambio a turbinas más modernas y potentes. La construcción de nuevas centrales (ya sean centrales convencionales o minicentrales) está muy condicionada por la legislación, por lo que no se contempla. La hidroeléctrica de bombeo seguirá siendo clave, por lo que los 6 GW adicionales que se plantean podrían incluso ser hasta escasos.



La energía termosolar podrá seguir aumentando su potencia, pues puede almacenar energía para ayudar a la producción en horas sin radiación solar, aunque trabajando a baja potencia. Los 4,5 GW extra que se plantean serán de gran ayuda, sobre todo durante las horas diurnas.

Con respecto a los ciclos combinados, pasarían a un segundo plano mantendría su potencia actual sin grandes cambios, pudiendo reducirla ligeramente. El aumento de la capacidad nuclear, junto con una gran contribución de renovables, limitarían su uso a momentos puntuales con picos de demanda elevados o durante las paradas de recargar de las centrales nucleares, asumiendo su papel de centrales de base.

4.2.5 Localización y dimensionamiento aproximado de sistemas de almacenamiento.

Tanto la localización como el dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento se mantendrá inalterado en comparación con la situación anterior, pues se trata de una tecnología necesaria para garantizar el suministro, otorgar cierta seguridad energética y ofrecer flexibilidad a la red.



5. RESULTADOS

Con el fin de realizar unos cálculos justos para todas las tecnologías, usaré los factores de capacidad calculados previamente en base a los datos recogidos por Red Eléctrica de España durante el año 2021. La potencia instalada variará, pero el factor de capacidad debería mantenerse estable en el tiempo, con ligeras subidas y bajadas en función de agentes climáticos, averías, recargas, etc.

5.1 APLICACIÓN DEL PNIEC

En la situación planteada por el PNIEC para 2030, partimos de unos datos de potencia instalada previstos y unos factores de capacidad calculados a partir de la situación de 2021 (en el caso de aplicación, dichos factores se redondean con el fin de simplificar el cálculo), que se corresponden con la media mundial por tecnología.

5.1.1 Localización y dimensionamiento aproximado de parques eólicos.

En el caso de los parques eólicos, se estima una potencia total instalada de unos 50 GW, con un factor de capacidad de 24,21% (redondeado a 24%).

Con una potencia media actual por parque eólico en España de 21,68 MW (17), se necesitarían instalar unos 990 parques adicionales. Sin embargo, la potencia media tiende a aumentar gracias a unas turbinas más grandes, modernas y eficientes (además de los grandes parques eólicos marinos, que en muchos casos llegan a alcanzar 1 GW de potencia, como los situados en el Mar del Norte), por lo que este número se reducirá drásticamente. Suponiendo una nueva potencia media de 150 MW, este número caería hasta los 143 parques.

La potencia unitaria por turbina estimada anteriormente, de 8 MW, establece una media de unos 19 aerogeneradores por parque eólico.

Para calcular la energía generada, se realiza el cálculo inverso del punto 4. Partiendo de la energía 'ficticia' generada y el factor de capacidad, se calcula la energía total real estimada.

Así, tenemos una energía 'ficticia' anual de:

$$GWh_{eol} = 50 \text{ GW} * 8760 \text{ h} = 438000 \text{ GWh}$$

Y relacionando esta energía con el factor de capacidad, obtenemos la energía total real estimada:

$$FC_{eol} = \frac{\text{Energía estimada}}{\text{Energía 'ficticia'}} * 100 = 24\%$$

$$24\% = \frac{\text{Energía estimada}}{438000 \text{ GWh}} * 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 105120 \text{ GWh}$$

De esta forma, podemos obtener el aumento previsto de energía eólica generada y relacionarlo con el aumento de potencia eólica instalada:



Energía real 2021	Energía estimada 2030	Aumento generación
GWh	GWh	%
60496,34	105120	73,76

Tabla 10: Aumento previsto de generación eólica según PNIEC

Potencia real 2021	Potencia estimada 2030	Aumento potencia
GW	GW	%
28,53	50	75,25

Tabla 11: Aumento previsto de potencia eólica según PNIEC

5.1.2 Localización y dimensionamiento aproximado de plantas fotovoltaicas.

En el caso de las plantas fotovoltaicas, se estima una potencia total instalada de unos 39 GW, con un factor de capacidad de 15,64% (redondeado a 15,5%).

El punto a favor de la solar fotovoltaica es su versatilidad a la hora de instalación. Así, se pueden aprovechar un gran número de cubiertas de edificios que actualmente se encuentran desaprovechadas, desde casas unifamiliares con poca superficie (instalaciones que pueden rondar los 5 kWp, destinadas principalmente a autoconsumo), hasta grandes cubiertas (naves industriales, supermercados, colegios...) que pueden llegar a albergar instalaciones de tamaño considerable (150, 200 kWp), tanto para autoconsumo como para verter energía a la red. Además, el número de grandes plantas fotovoltaicas deberá aumentar para intentar llegar a la potencia prevista.

Asumiendo una potencia media por planta fotovoltaica de 25 MW, serían necesarias unas 950 plantas de gran tamaño en toda España, un número bastante improbable de alcanzar. Por lo tanto, la clave para alcanzar la potencia fotovoltaica prevista serán las pequeñas plantas distribuidas por todo el país, en las cubiertas que se encuentren desaprovechadas, y con un uso principalmente de autoconsumo (la energía autoconsumida es energía que no se genera en el mix eléctrico general).

Para calcular la energía generada, se realiza el cálculo inverso del punto 4. Partiendo de la energía 'ficticia' generada y el factor de capacidad, se calcula la energía total real estimada.

Así, tenemos una energía 'ficticia' anual de:

$$GWh_{pv} = 39 \text{ GW} \cdot 8760 \text{ h} = 341640 \text{ GWh}$$

Y relacionando esta energía con el factor de capacidad, obtenemos la energía total real estimada:

$$FC_{pv} = \frac{\text{Energía estimada}}{\text{Energía 'ficticia'}} \cdot 100 = 15,5\%$$

$$15,5\% = \frac{\text{Energía estimada}}{341640 \text{ GWh}} \cdot 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 52954,2 \text{ GWh}$$

De esta forma, podemos obtener el aumento previsto de energía solar fotovoltaica generada y relacionarlo con el aumento de potencia fotovoltaica instalada:



Energía real 2021	Energía estimada 2030	Aumento generación
GWh	GWh	%
20954,10	52954,20	152,72

Tabla 12: Aumento previsto de generación fotovoltaica según PNIEC

Potencia real 2021	Potencia estimada 2030	Aumento potencia
GW	GW	%
15,29	39	155,14

Tabla 13: Aumento previsto de potencia fotovoltaica según PNIEC

5.1.3 Localización y dimensionamiento aproximado de otros tipos de centrales planteadas en el PNIEC.

El resto de centrales (hidroeléctricas, turbinación con bombeo, solar térmica y ciclos combinados) se tratarán de forma diferente, ya que sus tiempos y situaciones de uso difieren mucho entre ellas.

Para comenzar, las centrales hidroeléctricas contarán con 16 GW de potencia instalada y un factor de capacidad de 19,76% (redondeado a 20%). Es prácticamente imposible de aumentar el número de emplazamientos debido a las fuertes normativas medioambientales, pues las grandes centrales de este tipo generan enormes impactos en el medio ambiente, y de hecho la potencia se reducirá con respecto a la instalada en la actualidad.

Para calcular la energía generada, se realiza el cálculo inverso del punto 4. Partiendo de la energía 'ficticia' generada y el factor de capacidad, se calcula la energía total real estimada.

Así, tenemos una energía 'ficticia' anual de:

$$GWh_{\text{hidr}} = 16 \text{ GW} \cdot 8760 \text{ h} = 140160 \text{ GWh}$$

Y relacionando esta energía con el factor de capacidad, obtenemos la energía total real estimada:

$$FC_{\text{hidr}} = \frac{\text{Energía estimada}}{\text{Energía 'ficticia'}} \cdot 100 = 20\%$$

$$20\% = \frac{\text{Energía estimada}}{140160 \text{ GWh}} \cdot 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 28032 \text{ GWh}$$

De esta forma, podemos obtener el aumento previsto de energía hidroeléctrica generada y relacionarlo con el aumento de potencia hidroeléctrica instalada:

Energía real 2021	Energía estimada 2030	Aumento generación
GWh	GWh	%
29595,43	28032,00	-5,28

Tabla 14: Aumento previsto de generación hidroeléctrica según PNIEC



Potencia real 2021	Potencia estimada 2030	Aumento potencia
GW	GW	%
17,09	16	-6,40

Tabla 15: Aumento previsto de potencia hidroeléctrica según PNIEC

Con respecto al bombeo, tenemos una potencia prevista instalada de 9,5 GW y un factor de capacidad del 9,08% (redondeado a 9%).

Los emplazamientos dedicados a este tipo de instalaciones están aún por definir, ya que se tratan, generalmente, de grandes obras, con dificultades para obtener los permisos necesarios. Está claro que el bombeo es una de las piezas claves sobre todo en cuanto a almacenamiento de energía, pero deben establecerse en zonas con bajo valor ambiental y con características óptimas para su funcionamiento, por lo que no son fáciles de encajar en España.

Partiendo de la energía 'ficticia' generada y el factor de capacidad, se calcula la energía total real estimada.

Así, tenemos una energía 'ficticia' anual de:

$$GWh_{\text{turb}} = 9,5 \text{ GW} * 8760 \text{ h} = 83220 \text{ GWh}$$

Y relacionando esta energía con el factor de capacidad, obtenemos la energía total real estimada:

$$FC_{\text{turb}} = \frac{\text{Energía estimada}}{\text{Energía 'ficticia'}} * 100 = 9\%$$

$$9\% = \frac{\text{Energía estimada}}{83220 \text{ GWh}} * 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 7489,8 \text{ GWh}$$

De esta forma, podemos obtener el aumento previsto de energía generada mediante bombeo y relacionarlo con el aumento de potencia instalada:

Energía real 2021	Energía estimada 2030	Aumento generación
GWh	GWh	%
2649,30	7490	182,71

Tabla 16: Aumento previsto de generación mediante bombeo según PNIEC

Potencia real 2021	Potencia estimada 2030	Aumento potencia
GW	GW	%
3,33	9,5	185,17

Tabla 17: Aumento previsto de potencia de bombeo según PNIEC

Si observamos la energía solar térmica, se estima que en 2030 contará con 7 GW de potencia instalada, con un factor de capacidad del 23,31% (redondeado 23,5%).

Con respecto a esta energía, me centraré únicamente en su capacidad para generar energía eléctrica, obviando otros usos como puede ser la generación de calor de baja temperatura o la generación de ACS (instalaciones de uso doméstico). Dichas aplicaciones no generan electricidad, pero sí que disminuyen las necesidades energéticas de los consumidores.



Los 7 GW de potencia podrán, en algunos casos y en momentos puntuales (principalmente en los meses de más calor), generar electricidad a lo largo de todo el día, pues el calor ‘sobrante’ puede almacenarse en grandes depósitos calorifugados. Así, su factor de capacidad es superior comparada con la solar fotovoltaica.

Con una media actual por central de 45,2 MW y debiendo añadir unos 4,7 GW, se necesitarían unas 104 centrales para llegar a la previsión del PNIEC.

Partiendo de la energía ‘ficticia’ generada y el factor de capacidad, se calcula la energía total real estimada.

Así, tenemos una energía ‘ficticia’ anual de:

$$GWh_{term} = 7 \text{ GW} * 8760 \text{ h} = 61320 \text{ GWh}$$

Y relacionando esta energía con el factor de capacidad, obtenemos la energía total real estimada:

$$FC_{term} = \frac{\text{Energía estimada}}{\text{Energía 'ficticia'}} * 100 = 23,5\%$$

$$23,5\% = \frac{\text{Energía estimada}}{61320 \text{ GWh}} * 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 14410,2 \text{ GWh}$$

De esta forma, podemos obtener el aumento previsto de energía generada mediante la tecnología solar térmica y relacionarlo con el aumento de potencia instalada:

Energía real 2021	Energía estimada 2030	Aumento generación
GWh	GWh	%
4705,50	14410,2	206,24

Tabla 18: Aumento previsto de generación termoeléctrica según PNIEC

Potencia real 2021	Potencia estimada 2030	Aumento potencia
GW	GW	%
2,30	7	203,82

Tabla 19: Aumento previsto de potencia solar térmica según PNIEC

Para finalizar, los ciclos combinados contarán con unos 27 GW de potencia para 2030, con un factor de capacidad del 19,35% (redondeado a 19,5%).

En la actualidad, los ciclos combinados se posicionan como una energía de apoyo a las demás. Cuando el resto de tecnologías no son capaces de cubrir la demanda, comienzan a funcionar. Para 2030, con un amplio recorte a la generación nuclear, y cuando las renovables no cubran la demanda, los ciclos combinados trabajarán con más frecuencia y, por lo tanto, aumentará su factor de capacidad, por lo que la energía estimada podría ser aún mayor.

Con respecto a la potencia instalada y a los emplazamientos de nuevas centrales, al mantener prácticamente inalterada la potencia actual, el ligero aumento podría deberse a la mejora de la eficiencia de alguna planta o a la creación de una pequeña central. Al necesitar menos espacio que, por ejemplo, las energías renovables, la decisión para su emplazamiento final no debería presentar muchos problemas.



Partiendo de la energía 'ficticia' generada y el factor de capacidad, se calcula la energía total real estimada.

Así, tenemos una energía 'ficticia' anual de:

$$GWh_{cc} = 27 \text{ GW} * 8760 \text{ h} = 236520 \text{ GWh}$$

Y relacionando esta energía con el factor de capacidad, obtenemos la energía total real estimada:

$$FC_{cc} = \frac{\text{Energía estimada}}{\text{Energía 'ficticia'}} * 100 = 19,5\%$$

$$19,5\% = \frac{\text{Energía estimada}}{236520 \text{ GWh}} * 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 46121,4 \text{ GWh}$$

De esta forma, podemos obtener el aumento previsto de energía generada mediante ciclos combinados y relacionarlo con el aumento de potencia instalada:

Energía real 2021	Energía estimada 2030	Aumento generación
GWh	GWh	%
44493,27	46121,40	3,66

Tabla 20: Aumento de generación mediante ciclos combinados según PNIEC

Potencia real 2021	Potencia estimada 2030	Aumento potencia
GW	GW	%
26,25	27	2,86

Tabla 21: Aumento de potencia de ciclos combinados según PNIEC

5.1.4 Localización y dimensionamiento aproximado de sistemas de almacenamiento.

Con respecto al almacenamiento, lo ideal sería una localización próxima a los puntos de consumo críticos del país, como pueden ser hospitales y centros de salud. Su dimensionamiento se debe realizar de forma individual, estudiando los consumos de cada centro, su perfil de demanda y sus necesidades energéticas.

Gracias a las energías renovables y al autoconsumo, cada vez más hogares y locales tienen baterías para aprovechar los excedentes de energía generada, lo que podría disminuir las necesidades energéticas de la red general. El PNIEC estima una potencia de almacenamiento de 6 GW, que se podría cubrir con las centrales de turbinación con bombeo.

5.2 COMBINACIÓN DEL PNIEC CON ENERGÍA NUCLEAR

5.2.1 Localización y dimensionamiento aproximado de centrales nucleares.

Estudiando la energía nuclear, tenemos múltiples opciones para aumentar su potencia con respecto a lo planteado inicialmente en el PNIEC.



Para comenzar, la principal medida sería prolongar su vida útil más allá de los 40 años si sus condiciones de seguridad lo permiten. Las centrales nucleares pasan revisiones periódicas y se sustituyen las piezas que se encuentran sometidas a mayores esfuerzos antes de que fallen, evitando así paradas no deseadas. Estos cambios se realizan normalmente en las paradas de recarga. Con esta medida, se podrían mantener los 7 GW actuales.

Se podrían aprovechar los emplazamientos no utilizados de las centrales nucleares de Lemoniz y Valdecaballeros, con 2 reactores cada una. Sería necesario adecuar las instalaciones de nuevo para su operación segura, pero con una inversión menor si se compara con una construcción desde cero de una central nuclear. Así, reutilizando dichas localizaciones y ubicando en ellas reactores comerciales actuales, se podrían acumular unos 4,8 GW adicionales (contando con 4 reactores de 1200 MW cada uno). Además, existe la posibilidad de aprovechar la ubicación de la Central Nuclear de Santa María de Garoña con el reemplazo de su reactor por uno actual, aumentando ligeramente su potencia (actualmente 460 MW, en cese de actividad).

Como última medida, gracias a la versatilidad de los SMR, dichos reactores se podrían emplear para sustituir las calderas de las centrales de carbón, evitando así una reapertura de una tecnología muy contaminante, aprovechando la mayor parte de las instalaciones existentes y descentralizando la generación eléctrica.

Así, fácilmente podrían alcanzarse los 12,5 GW de potencia instalada nuclear, una gran potencia de centrales de base, clave para otorgar seguridad energética al sistema.

Con esta potencia y un factor de capacidad del 86,67% (redondeado a 86,5%), obtenemos las energías esperadas, tanto según el PNIEC, como con la situación planteada.

Partiendo de la energía 'ficticia' generada y el factor de capacidad, se calcula la energía total real estimada.

Así, tenemos una energía 'ficticia' anual de:

$$GWh_{nucPNIEC} = 3 \text{ GW} * 8760 \text{ h} = 26280 \text{ GWh}$$

$$GWh_{nuc} = 12,5 \text{ GW} * 8760 \text{ h} = 109500 \text{ GWh}$$

Y relacionando esta energía con el factor de capacidad, obtenemos la energía total real estimada:

$$FC_{nuc} = \frac{\text{Energía estimada}}{\text{Energía 'ficticia'}} * 100 = 86,5\%$$

$$86,5\% = \frac{\text{Energía estimada}}{26280 \text{ GWh}} * 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 22732,2 \text{ GWh}$$

$$86,5\% = \frac{\text{Energía estimada}}{109500 \text{ GWh}} * 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 94717,5 \text{ GWh}$$

De esta forma, podemos obtener el aumento previsto de energía generada mediante energía nuclear y relacionarlo con el aumento de potencia instalada:



- PNIEC:

Energía real 2021	Energía estimada 2030	Aumento generación
GWh	GWh	%
54040,98	22732,20	-57,94

Tabla 22: Aumento de generación nuclear según PNIEC

Potencia real 2021	Potencia estimada 2030	Aumento potencia
GW	GW	%
7,12	3	-57,85

Tabla 23: Aumento de potencia nuclear según PNIEC

- Situación planteada:

Energía estimada PNIEC 2030	Energía estimada comparación 2030
GWh	GWh
22732,2	94717,5

Tabla 24: Aumento de generación nuclear según situación planteada

Potencia estimada PNIEC 2030	Potencia estimada comparación 2030
GW	GW
3	12,5

Tabla 25: Aumento de potencia nuclear según situación planteada

5.2.2 Localización y dimensionamiento aproximado de parques eólicos.

Al aumentar la potencia nuclear, aumentando así la generación de las centrales de base, el país no sería tan dependiente de energías variables como son las renovables. Sin embargo, siguen siendo una fuente totalmente necesaria para conseguir el 100% de generación con bajas emisiones de gases de efecto invernadero. Por ello, para compensar el aumento nuclear, se reduciría ligeramente el ritmo de instalación renovable.

La situación plantea una potencia total instalada eólica de 37,5 GW, en comparación con los 50 GW planteados según el PNIEC. El factor de capacidad se mantiene invariable.

El gobierno se encuentra desarrollando unos Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) en los que desglosa por costa los posibles usos de la superficie marina. En la costa noratlántica, nos encontramos con 8 posibles emplazamientos (denominados polígonos) que abarcan una superficie total de 4454,76 km², el más cerca de los cuales se encuentra a 14km de la costa. En la zona del Estrecho y Alborán, existen 4 polígonos, con una superficie total de 1597,74 km² y una proximidad de 5,85 km a la costa. En la zona levantino-balear, se detallan 5 polígonos con una superficie total de 903,9 km² y una proximidad de 3,1 km a la costa y en la demarcación canaria, nos encontramos con 11 polígonos de menor tamaño, con una superficie total de 726,62 km² y una proximidad inferior a los 2km (23). Si la instalación masiva de energía eólica se localiza principalmente en el medio marino, el factor de capacidad tenderá a subir.



Teniendo en cuenta los 37,5 GW y un factor de capacidad redondeado a 24%, calculamos la energía generada estimada.

Así, tenemos una energía 'ficticia' anual de:

$$GWh_{eol} = 37,5 \text{ GW} * 8760 \text{ h} = 328500 \text{ GWh}$$

Y relacionando esta energía con el factor de capacidad, obtenemos la energía total real estimada:

$$FC_{eol} = \frac{\text{Energía estimada}}{\text{Energía 'ficticia'}} * 100 = 24\%$$

$$24\% = \frac{\text{Energía estimada}}{328500 \text{ GWh}} * 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 78840 \text{ GWh}$$

En comparación con la energía estimada según datos del PNIEC:

Energía estimada PNIEC 2030	Energía estimada comparación 2030
GWh	GWh
105120	78840

Tabla 26: Comparación de energía eólica estimada en ambas situaciones

5.2.3 Localización y dimensionamiento aproximado de plantas fotovoltaicas.

Al igual que la energía eólica, la fotovoltaica cederá importancia en favor de la nuclear. El PNIEC plantea una potencia total de 39 GW, y la situación planteada se mantiene conservadora en términos de instalación, y estima una potencia total instalada de 27,5 GW. Al no existir un factor que pueda mejorar o disminuir el factor de capacidad, este se mantendrá inalterado, con un valor de 15,5%.

Así, tenemos una energía 'ficticia' anual de:

$$GWh_{pv} = 27,5 \text{ GW} * 8760 \text{ h} = 240900 \text{ GWh}$$

Y relacionando esta energía con el factor de capacidad, obtenemos la energía total real estimada:

$$FC_{pv} = \frac{\text{Energía estimada}}{\text{Energía 'ficticia'}} * 100 = 15,5\%$$

$$15,5\% = \frac{\text{Energía estimada}}{240900 \text{ GWh}} * 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 37339,5 \text{ GWh}$$

En comparación con la energía estimada según datos del PNIEC:

Energía estimada PNIEC 2030	Energía estimada comparación 2030
GWh	GWh
52954,20	37339,5

Tabla 27: Comparación de energía fotovoltaica estimada en ambas situaciones

5.2.4 Localización y dimensionamiento aproximado de otros tipos de centrales planteadas en el PNIEC.



La potencia de las centrales hidroeléctricas se mantendría inalterada en comparación con la potencia actual, con un valor de 17,1 GW. Así, y en función de las lluvias recogidas por los embalses de las grandes centrales, la generación sería prácticamente idéntica a la actual. Poseen un factor de capacidad del 20%.

En comparación con la energía estimada según datos del PNIEC:

Energía estimada PNIEC 2030	Energía estimada comparación 2030
GWh	GWh
28032	29948,9

Tabla 28: Comparación de energía hidroeléctrica estimada en ambas situaciones

Con respecto a las centrales de bombeo, la situación mantiene la potencia instalada planteada en el PNIEC, con 9,5 GW, ya que, además de tener la capacidad de generación eléctrica, también pueden emplearse para almacenar energía, favoreciendo así a los sistemas de almacenamiento y otorgando cierta seguridad energética al sistema.

Energía estimada PNIEC 2030	Energía estimada comparación 2030
GWh	GWh
7489,8	7489,8

Tabla 29: Comparación de energía de bombeo estimada en ambas situaciones

La energía solar térmica verá reducida la previsión de su potencia hasta los 4 GW, ya que es un tipo de energía con poca capacidad de generación y que necesita una amplia extensión de terreno para tener una potencia aceptable. El factor de capacidad se mantiene en 23,5%.

Así, tenemos una energía 'ficticia' anual de:

$$GWh_{\text{term}} = 4 \text{ GW} * 8760 \text{ h} = 35040 \text{ GWh}$$

Y relacionando esta energía con el factor de capacidad, obtenemos la energía total real estimada:

$$FC_{\text{term}} = \frac{\text{Energía estimada}}{\text{Energía 'ficticia'}} * 100 = 23,5\%$$

$$23,5\% = \frac{\text{Energía estimada}}{35040 \text{ GWh}} * 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 8234,4 \text{ GWh}$$

En comparación con la energía estimada según datos del PNIEC:

Energía estimada PNIEC 2030	Energía estimada comparación 2030
GWh	GWh
14410,2	8234,4

Tabla 30: Comparación de energía termoeléctrica estimada en ambas situaciones

Los ciclos combinados verán muy limitado su uso gracias a la amplia generación renovable y nuclear. Su funcionamiento quedará excluido únicamente a cubrir pequeños picos de demanda en los momentos en los que no sea posible cubrir la demanda utilizando la energía nuclear, las energías renovables y los sistemas de almacenamiento. La potencia instalada se mantendrá en los 27 GW planteados por el PNIEC (es necesario tener más potencia instalada de la necesaria, para cubrir posibles averías o paradas no deseadas en la producción nuclear y renovable), pero su factor de



capacidad se reducirá desde el 19,5% actual hasta el 10% (conforme se vaya instalando potencia renovable, el factor seguirá disminuyendo).

Así, tenemos una energía 'ficticia' anual de:

$$GWh_{cc} = 27 \text{ GW} * 8760 \text{ h} = 236520 \text{ GWh}$$

Y relacionando esta energía con el factor de capacidad, obtenemos la energía total real estimada:

$$FC_{cc} = \frac{\text{Energía estimada}}{\text{Energía 'ficticia'}} * 100 = 10\%$$

$$10\% = \frac{\text{Energía estimada}}{236520 \text{ GWh}} * 100 \rightarrow \text{Energía estimada} = 23652 \text{ GWh}$$

En comparación con la energía estimada según datos del PNIEC:

Energía estimada PNIEC 2030	Energía estimada comparación 2030
GWh	GWh
46121,4	23652

Tabla 31: Comparación de energía estimada de ciclos combinados en ambas situaciones

5.2.5 Localización y dimensionamiento aproximado de sistemas de almacenamiento.

Al ser una tecnología de apoyo, el almacenamiento se mantendría por igual tanto en la situación del PNIEC como en la situación planteada.

5.3 ESTUDIO ECONÓMICO

5.3.1 Aplicación del PNIEC.

Para el horizonte planteado por el PNIEC, los costes estimados son los siguientes (18):

- Coste de la energía eólica:
 - Onshore: 1355 USD/kW
 - Offshore: 3185 USD/kW
- Coste de la energía solar:
 - Solar fotovoltaica: 883 USD/kW
 - Solar térmica: 4581 USD/kW
- Coste de la energía hidráulica: 1870 USD/kW

Con el fin de calcular los costes estimados de la instalación de energías renovables, las potencias a instalar en kW son:

Tecnología	Potencia necesaria (kW)
Eólica	21469813
Solar fotovoltaica	23713978
Solar térmica	4695987
Turbinación	6168600

Tabla 32: Potencia adicional necesaria según PNIEC en kW



Previamente he calculado los costes aproximados de instalación de la energía eólica y de la energía solar fotovoltaica, con unos costes de 44.807.499.731 USD y 20.939.442.574 USD, respectivamente.

Para los costes estimados de la solar térmica:

$$\text{Coste} = 4695987 \text{ kW} * 4581 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} = 21.512.316.447 \text{ USD}$$

Para los costes estimados correspondientes a la turbinación:

$$\text{Coste} = 6168600 \text{ kW} * 1870 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} = 11.535.282.000 \text{ USD}$$

Recuperando los costes previamente calculados, y con el fin de ponerlos en perspectiva, he tenido en cuenta una equivalencia de 1,00387529 USD/€. Los costes totales estimados en euros se reflejan en la siguiente tabla:

Tecnología	Coste estimado (€)
Eólica	44.634.527.978
Solar fotovoltaica	21.020.588.993
Solar térmica	21.429.271.798
Turbinación	11.579.984.566
Total	98.664.373.335

Tabla 33: Coste estimado de instalación según PNIEC

5.3.2 Combinación del PNIEC con energía nuclear.

En la situación planteada, los costes de instalación por unidad de potencia de energías renovables se mantienen estables, no siendo así su coste total final, al no tener una necesidad tan grande de potencia renovable. Así, liberaría parte del coste estimado, siendo una opción interesante para la construcción de reactores nucleares. Con respecto a las potencias necesarias, tenemos:

Tecnología	Potencia necesaria (kW)
Eólica	8969813
Solar fotovoltaica	12213978
Solar térmica	1695987
Turbinación	6168600
Nuclear	5382710

Tabla 34: Potencia adicional necesaria según situación planteada en kW

Los costes asociados a las energías renovables se reducirán, teniendo así:

Para los costes estimados de la eólica:

$$\text{Coste} = 8969813 \text{ kW} * 0,6 * 1355 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} + 8969813 \text{ kW} * 0,4 * 3185 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} = 18.647.734.347 \text{ USD}$$

Para los costes estimados de la solar fotovoltaica:

$$\text{Coste} = 12213978 \text{ kW} * 883 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} = 10.743.309.132 \text{ USD}$$



Para los costes estimados de la solar térmica:

$$\text{Coste} = 1695987 \text{ kW} * 4581 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} = 7.739.324.319 \text{ USD}$$

Para los costes estimados correspondientes a la turbinación:

$$\text{Coste} = 6168600 \text{ kW} * 1870 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} = 11.579.984.566 \text{ USD}$$

Para los costes estimados de la nuclear:

$$\text{Coste} = 5382710 \text{ kW} * 3571 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} = 19.223.964.286 \text{ USD}$$

Con el fin de comparar los precios posteriormente, y teniendo en cuenta una equivalencia de 1,00387529 USD/€, tenemos unos costes totales aproximados de:

Tecnología	Coste estimado (€)
Eólica	18.647.734.347
Solar fotovoltaica	10.743.309.132
Solar térmica	7.739.324.319
Turbinación	11.579.984.566
Nuclear	19.223.964.286
Total	67.934.316.650

Tabla 35: Coste estimado de instalación según situación planteada

Los costes de construcción asociados a la energía nuclear son altamente variables en función de la tecnología del reactor empleado y la experiencia previa de construcción de reactores del mismo tipo. Para la estimación del coste, se ha tenido en cuenta un coste aproximado de 5000 millones de euros por central.

5.4 COMPARATIVA

5.4.1 Problemas de la solución 'Aplicación del PNIEC'.

El principal problema de la solución planteada por el PNIEC se trata de la gran variabilidad de las energías renovables y su nula capacidad de gestión. Para llevar a cabo una instalación de potencia tan grande, es necesaria una inversión enorme, que además no garantiza la generación en momentos críticos del sistema.

Para estos momentos críticos de gran demanda, se espera que se cubran puntualmente gracias a los sistemas de almacenamiento, que acumularían la energía no aprovechada generada mediante energías renovables en momentos de producción excedente. Sería necesaria una enorme capacidad de almacenamiento en todas sus formas para poder aprovechar esa energía. Por desgracia, en la actualidad se trata de una tecnología en proceso de investigación y muy 'verde' aún, por lo que este objetivo puede ser complicado de alcanzar.

Con todo esto, acompañado del cierre nuclear, la solución para cubrir los picos de demanda no cubiertos por las renovables pasa por los ciclos combinados, es decir,



dependencia de combustibles fósiles. Si el principal objetivo a perseguir es la descarbonización, no tiene sentido utilizar una tecnología con grandes emisiones de gases de efecto invernadero.

5.4.2 Problemas de la solución ‘Combinación del PNIEC con energía nuclear’.

El principal problema de la solución planteada en este trabajo es la imposibilidad de poner en servicio nuevas centrales nucleares en el país, debido a la moratoria nuclear. El desconocimiento del público general sobre esta energía da pie a leyendas y miedos que sólo consiguen agravar la situación energética.

Si bien es cierto que la energía eléctrica de origen nuclear es bastante más cara que la de origen renovable, sigue siendo más barata en comparación con la generada mediante combustibles fósiles, que seguirán incrementando su precio debido al aumento del coste de los permisos de emisión.

Con respecto a los posibles accidentes nucleares que puedan existir, cabe destacar que, al contrario de la creencia popular, la energía nuclear es la más limpia y segura del mundo. Sus exigentes protocolos de seguridad, la continua persecución de la seguridad, la gran formación de sus trabajadores y las mejoras en materia de seguridad tras analizar los accidentes pasados, hacen de la energía nuclear un vector clave para conseguir la descarbonización de la economía mundial.

5.4.3 Comparativa económica.

Ambas soluciones necesitan una enorme inversión económica para alcanzar los objetivos de potencia establecidos. En España, además, invertir en energía nuclear actualmente carece de sentido, ya que no se concederán nuevas licencias de operación ni para centrales nuevas ni para las existentes. Las renovables sí que son un valor seguro de inversión, pues la amplia necesidad de estas tecnologías planteada por el PNIEC hace que sean inversiones seguras y rentables.

Los costes estimados son altamente variables en ambos casos, siendo esta variabilidad aún más alta en la combinación del PNIEC con energía nuclear. Aunque ambos costes son bastante elevados, parece que la inclusión de energía nuclear podría abaratar el coste de la transición energética, pues existe un amplio margen con respecto a la aplicación del PNIEC.

Aunque la combinación con energía nuclear fuese ligeramente más cara, sería importante tenerla en cuenta ya que, ante fenómenos meteorológicos adversos, siempre va a producir electricidad baja en emisiones y con una potencia constante. Además, otorga seguridad energética al sistema global, puede emplearse para solucionar problemas de la red general, los nuevos reactores pueden utilizarse para un amplio rango de usos y son capaces de reducir su producción cuando las renovables generen una gran cantidad de energía.

5.4.4 Comparativa técnica.

Los dos horizontes, tanto el planteado por el PNIEC como la situación planteada en este trabajo, persiguen descarbonizar la generación eléctrica del país, con diferencias en la metodología a seguir con el fin de llegar al objetivo 0 emisiones. Mientras que el PNIEC

se centra en la instalación a gran escala de energías renovables y mantiene la importancia del gas como energía de apoyo, la situación planteada opta por aumentar considerablemente la potencia nuclear con el fin de consolidarla como energía de base. La diferencia entre las características de las tecnologías empleadas puede causar que los resultados esperados no se correspondan con los reales.

El PNIEC se basa en la generación mediante energías renovables, óptimas desde el punto de vista de emisiones, pero sin la capacidad de ser gestionadas. En un año natural, al existir una mayor capacidad de generación, la energía aportada por las renovables será mucho mayor, el problema reside en los momentos en los que no sean capaces de cubrir, o bien la totalidad de la demanda, o bien gran parte de ella. Estos momentos deberían cubrirse con la energía almacenada, pero aún no somos capaces de almacenar cantidades de energía tales como para cubrir las demandas de un país durante un período de tiempo determinado, sino que pueden considerarse más bien un apoyo. En los momentos puntuales con picos de demanda, si no se dan las condiciones óptimas de generación renovable, dichos picos se cubrirán con combustibles fósiles (en el caso de España, con los ciclos combinados).

Siguiendo ejemplos de países vecinos, la estrategia de España ha seguido el camino de Alemania, quien optó por el cierre nuclear y las energías renovables, y ahora es uno de los países de Europa con mayores emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera, pues tiene una fuerte dependencia del gas. Además, su situación ha requerido la reapertura de las centrales de carbón clausuradas.

Volviendo a España, actualmente tenemos una generación bastante repartida, siendo las renovables la mayor fuente de energía, seguida de la nuclear y los ciclos combinados. En el siguiente gráfico se observa el origen de la generación eléctrica actual, descontando la cogeneración (en vía de desaparición) y aportaciones de tecnologías con poca potencia instalada.

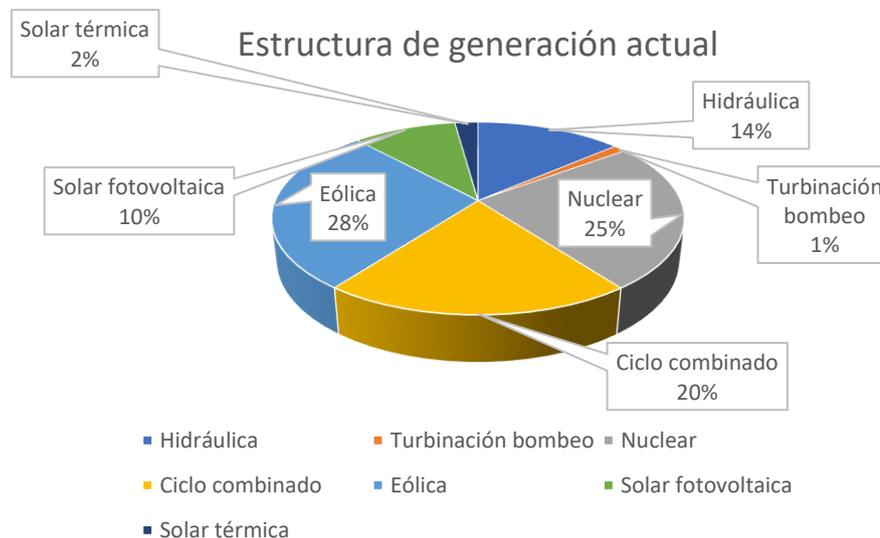


Figura 5.1: Generación eléctrica actual

Si concentramos la generación de bajas emisiones y la enfrentamos a la generación contaminante, tenemos:

Generación total de bajas emisiones

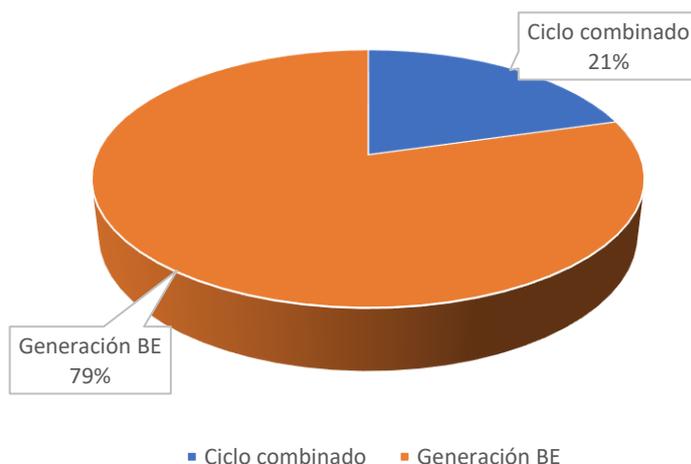


Figura 5.2: Generación de bajas emisiones actual

España tiene una de las generaciones más bajas en emisiones de Europa, con alrededor del 79% del total. El restante 21% se cubre con los ciclos combinados. Dichos datos se corresponden con el año 2021, previsiblemente para 2022 la importancia de los ciclos combinados aumentará.

Si siguiendo la aplicación del PNIEC, para 2030 la estructura de generación será la siguiente:

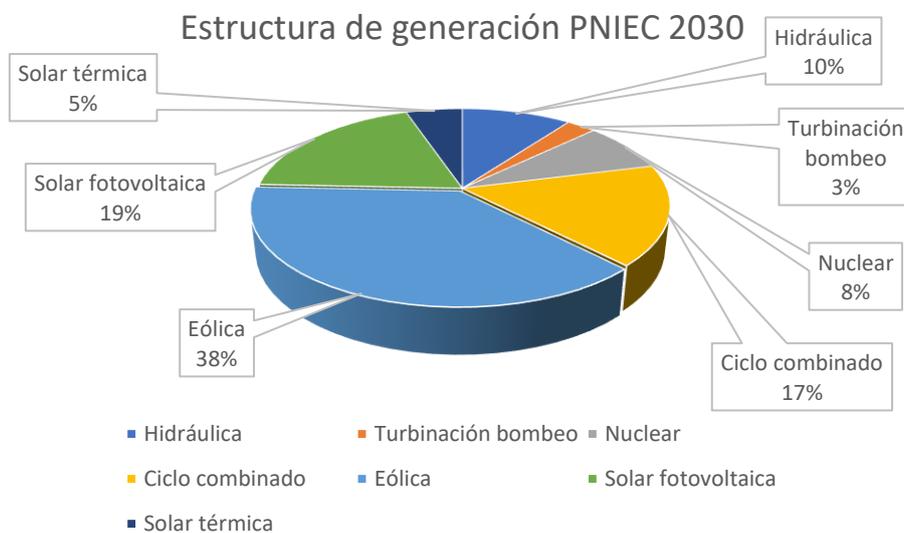


Figura 5.3: Generación eléctrica PNIEC 2030

Generación total de bajas emisiones PNIEC 2030

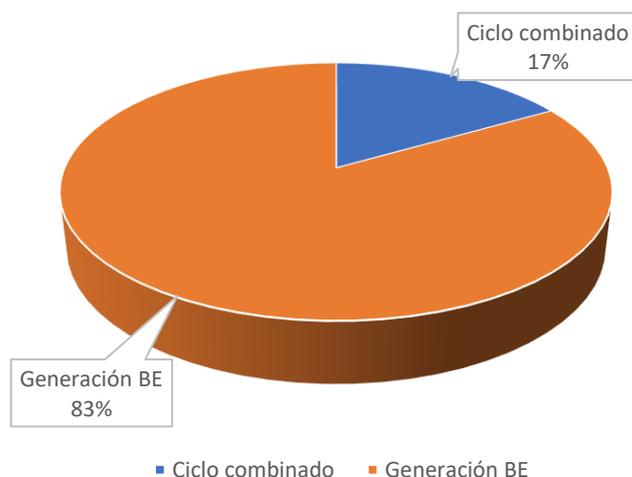


Figura 5.4: Generación de bajas emisiones PNIEC 2030

Manteniendo constantes los factores de capacidad de todas las principales tecnologías, observamos un leve incremento en la generación total de bajas emisiones, que se corresponde con una leve bajada de la generación contaminante. A pesar de la previsión, se puede prever un horizonte para 2030 bastante similar a Alemania, es decir, es posible que se produzca un incremento de las emisiones en el sector energético.

Los dos principales problemas de las renovables son la necesidad de un amplio terreno para poder establecer centrales con potencias relevantes y, en general, su nula capacidad de gestión, ya que no se puede decidir cuándo generan y cuándo no. Además, se podría añadir los problemas de sincronismo de la red que pueden aparecer cuando se instala una gran potencia renovable, por lo que no pueden utilizarse para corregir los problemas de frecuencia.

Con respecto al horizonte planteado, gracias al aumento de la potencia nuclear, la energía eléctrica generada a partir de los ciclos combinados caería considerablemente, debido a que las centrales de base generarían mucha más energía de forma constante y fija en el tiempo. Así, la estructura de generación resultante sería:

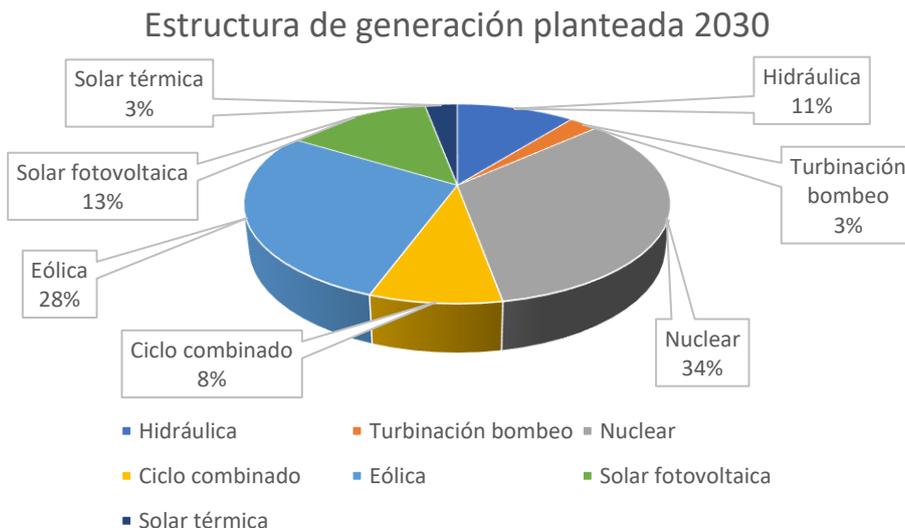


Figura 5.5: Generación eléctrica planteada 2030

Generación total de bajas emisiones planteada 2030

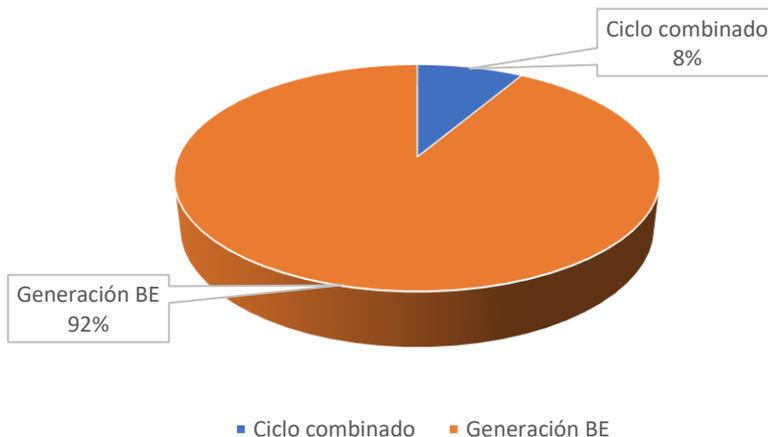


Figura 5.6: Generación de bajas emisiones planteada 2030

Gracias a la aportación constante de la nuclear y al aumento de potencia instalada renovable, la generación de bajas emisiones subiría considerablemente, hasta rondar el 92% de la producción total. Los ciclos combinados quedarían como la última solución para los grandes picos de demanda, y entrarían a funcionar únicamente bajo unas condiciones específicas.



6. CONCLUSIONES

Con el fin de alcanzar los hitos propuestos por la Unión Europea en el ámbito medioambiental y, de este modo, guiar a nuestra sociedad hacia un nuevo camino más respetuoso con el medio ambiente, es de vital importancia que la generación eléctrica evolucione hacia una generación baja en emisiones. Además, debe ir acompañado de una gran mejora de la eficiencia energética general y de la electrificación de los sectores que más emisiones de gases de efecto invernadero producen (transporte e industria, por ejemplo). En los sectores en los que no sea posible esta electrificación, se deberán proponer mejoras, tales como una reducción del uso de combustible o la sustitución del mismo por un combustible con menores emisiones. En España, todo esto se refleja en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). En base a este plan, a lo largo del trabajo se ha intentado analizar la manera óptima de disminuir las emisiones del sector generación, demostrando que la energía nuclear es esencial para tratar de cumplir este objetivo, como se observa en la tabla resumen de más abajo.

El PNIEC, al tratarse de un plan de descarbonización, debería tener en cuenta otros modelos energéticos de países vecinos y actuar en consecuencia a los resultados obtenidos. Si se toman como ejemplo los dos países más importantes de la Unión Europea, Francia y Alemania, han seguido dos caminos totalmente opuestos para alcanzar lo antes posible la generación con cero emisiones. Francia confía plenamente en la energía nuclear y, gracias a la gran potencia instalada que posee, tiene una de las generaciones eléctricas con más bajas emisiones del continente. Por el contrario, Alemania optó por las energías renovables, clausurando las centrales nucleares. Debido a la gran inestabilidad de dichas energías y a la menor aportación del parque nuclear, se ha visto obligada a aumentar su dependencia de los combustibles fósiles, especialmente del gas natural, además de la necesidad de reapertura de las antiguas centrales de carbón. Estas decisiones han llevado a Alemania a ser uno de los países de la Unión Europea con unas mayores emisiones en el sector energético.

Como descrito en el trabajo, España opta por un proceso de descarbonización muy similar al alemán, con un cierre nuclear propuesto y una enorme instalación de energías renovables, principalmente eólica y fotovoltaica. A pesar de gozar de unas condiciones meteorológicas más favorables para este tipo de energías que Alemania, es posible que el resultado final sea idéntico. Sin unas centrales de base que aporten seguridad al sistema y, apostando todo a las renovables, aumentará considerablemente la dependencia del gas natural.

Sobre el papel, la transición energética según el PNIEC es un gran paso en el camino correcto. Si comparamos el escenario esperado con el actual, el porcentaje de generación de bajas emisiones aumentará en torno a un 4% (pasando de 172,4 TWh a 230,7 TWh), además de aumentar también el porcentaje de generación con energías renovables alrededor de un 20% (pasando de 118,4 TWh a 208 TWh). Además, gracias a la gran capacidad generadora del sistema, la generación eléctrica total aumentará, aproximadamente, desde los 216,9 TWh a unos 277 TWh. No se ha tenido en cuenta ni un posible aumento ni una posible disminución de la generación con gas.

En la situación planteada, gracias a la gran capacidad de generación tanto de las renovables como de las nucleares, la generación eléctrica total aumentará previsiblemente desde los 216,9 TWh hasta alcanzar unos 280 TWh. El aumento de generación con fuentes renovables no será tan acusado como en la situación planteada por el PNIEC, aumentando tan solo un 3% en comparación con la situación actual



(pasando de los 118,4 TWh a unos 161,8 TWh). Por el contrario, la generación de bajas emisiones sí que aumentará considerablemente, incrementando su importancia en el mix total en un 12% (pasando de 172,4 TWh a unos 256,5 TWh).

En resumen, se comparan ambos horizontes de generación en la siguiente tabla:

	2021		2030 PNIEC		2030 nuclear	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica	29,60	13,64	28,03	10,12	29,95	10,69
Turbinación bombeo	2,65	1,22	7,49	2,71	7,49	2,67
Nuclear	54,04	24,91	22,73	8,21	94,72	33,80
Ciclo combinado	44,49	20,51	46,12	16,66	23,65	8,44
Eólica	60,50	27,89	105,12	37,97	78,84	28,13
Solar fotovoltaica	20,95	9,66	52,95	19,13	37,34	13,32
Solar térmica	4,71	2,17	14,41	5,20	8,23	2,94
Total	216,93		276,86		280,22	
Generación renovable	118,40	54,58	208,01	75,13	161,85	57,76
Generación BE	172,44	79,49	230,74	83,34	256,57	91,56

Tabla 36: Comparación global de generación en ambas situaciones

A pesar de que el análisis económico puede ser bastante variable en el tiempo, se estima que el plan propuesto es más barato, hablando en términos de costes de instalación, que el propuesto por el PNIEC. Creo que España debería, al menos, reconsiderar su plan de cierre nuclear y, si es posible, construir nuevas centrales con el fin de aportar seguridad al sistema y evitar caer en el mismo error que Alemania.

Para conseguir un plan de descarbonización de la forma más realista posible, se han de tener en cuenta todas las energías en bajas emisiones existentes en la actualidad. La nuclear y las renovables deben trabajar de la mano unos años más, hasta que la demanda eléctrica se pueda suplir únicamente con la energía generada y almacenada de origen renovable. La vida útil de la energía nuclear de fisión se acerca a su fin, aunque deberíamos aprovechar esos últimos años de vida para seguir reduciendo las emisiones globales. No obstante, no se sabe cuánto tiempo ha de pasar hasta que todas las energías renovables alcancen su periodo de madurez y el almacenamiento a gran escala sea una realidad más que una utopía, por lo que la construcción de nuevos reactores nucleares de fisión debería tenerse en cuenta de cara al presente y futuro próximo, para garantizar el suministro en la llamada 'Transición Energética'.

Por lo tanto, se concluye que para aproximarse al objetivo de cero emisiones, los análisis realizados en el trabajo demuestran que no es posible depender de manera exclusiva de las energías renovables, sino que es necesario combinar estas con centrales de base. De esta forma, se conseguirá en unos años reducir tanto las emisiones de gases de efecto invernadero como la duración de los residuos nucleares.



7. BIBLIOGRAFÍA

1. BOE.es - BOE-A-2021-5106 Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adopta la versión final del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Online. [Accessed 18 February 2022]. Available from: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-5106
2. PARDILLOS, Salvador. Manual de Energía Eólica. Desarrollo de Proyectos e Instalaciones. *Universitat Politècnica de Valencia*. 2017. P. 51.
3. CP&L Nuclear Plant Capacity Factor Ranks No. 2 in U.S. - ProQuest. Online. [Accessed 30 March 2022]. Available from: <https://www.proquest.com/docview/449374529?parentSessionId=iKhTHDWNQ4KZQXUj%2BSxVrSJQHy227On40i2uW1HoSEY%3D&pq-origsite=summon&accountid=14497>
4. PRIS - Home. Online. [Accessed 7 December 2022]. Available from: <https://pris.iaea.org/pris/>
5. Reactores nucleares refrigerados por agua | OIEA. Online. [Accessed 2 April 2022]. Available from: <https://www.iaea.org/es/temas/reactores-refrigerados-por-agua>
6. Reactores refrigerados por gas, investigación sobre reactores de alta temperatura refrigerados por gas (HTGR) | OIEA. Online. [Accessed 2 April 2022]. Available from: <https://www.iaea.org/es/temas/reactores-refrigerados-por-gas>
7. Reactores de sales fundidas | OIEA. Online. [Accessed 2 April 2022]. Available from: <https://www.iaea.org/es/temas/reactores-de-sales-fundidas>
8. ¿Qué son los reactores modulares pequeños (SMR)? | OIEA. Online. [Accessed 10 March 2022]. Available from: <https://www.iaea.org/es/newscenter/news/que-son-los-reactores-modulares-pequenos-smr>
9. ARIS - Home. Online. [Accessed 16 March 2022]. Available from: <https://aris.iaea.org/>
10. Status report 96-High Temperature Gas Cooled Reactor-Pebble-Bed Module (HTR-PM). .
11. Nuclear Power Reactors in the World. .
12. Statistisches Bundesamt - German Federal Statistical Office. Online. [Accessed 22 October 2022]. Available from: [https://www.destatis.de/EN/Themes/Economic-Sectors-Enterprises/Energy/Production/Tables/gross-electricity-production.html;jsessionid=65211A8E1708FDE8CD6E6AC8E44E3631.live711?view=main\[Print\]](https://www.destatis.de/EN/Themes/Economic-Sectors-Enterprises/Energy/Production/Tables/gross-electricity-production.html;jsessionid=65211A8E1708FDE8CD6E6AC8E44E3631.live711?view=main[Print])



13. Mapa Instalaciones Eólicas | ESIOS electricidad · datos · transparencia. Online. [Accessed 16 November 2022]. Available from: <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes/mapa-instalaciones-eolicas>
14. Detalle - Gobierno - cantabria.es. Online. [Accessed 5 November 2022]. Available from: https://www.cantabria.es/detalle-/journal_content/56_INSTANCE_DETALLE/16413/21997676
15. GeoPortal. Online. [Accessed 5 November 2022]. Available from: <https://sig.mapama.gob.es/geoportal/>
16. Campañas ZEEE - Real Observatorio de la Armada - Armada - Ministerio de Defensa - Gobierno de España. Online. [Accessed 12 November 2022]. Available from: <https://armada.defensa.gob.es/ArmadaPortal/page/Portal/ArmadaEspañola/cienciaobservatorio/prefLang-es/05Geofisica--06campannageofisicasgeodesicasrecientes>
17. Potencia instalada y generación - Asociación Empresarial Eólica. Online. [Accessed 10 November 2022]. Available from: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/potencia-instalada-y-generacion/>
18. Global Trends. Online. [Accessed 15 November 2022]. Available from: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Global-Trends>
19. Mapa Instalaciones Fotovoltaicas | ESIOS electricidad · datos · transparencia. Online. [Accessed 16 November 2022]. Available from: <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes/mapa-instalaciones-fotovoltaicas>
20. JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission. Online. [Accessed 14 November 2022]. Available from: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
21. Mapa Instalaciones Termosolares | ESIOS electricidad · datos · transparencia. Online. [Accessed 16 November 2022]. Available from: <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes/mapa-instalaciones-termosolares>
22. Almacenamiento energético | Red Eléctrica. Online. [Accessed 30 November 2022]. Available from: <https://www.ree.es/es/red21/almacenamiento-energetico>
23. Información pública de la evaluación ambiental estratégica de los planes de ordenación del espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas. Online. [Accessed 4 January 2023]. Available from: <https://www.miteco.gob.es/es/costas/participacion-publica/00-consulta-ambiental-poem.aspx>