

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



"ANÁLISIS DEL PLAN NACIONAL
INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA Y
PROPUESTA DE UN MIX ENERGÉTICO
ALTERNATIVO"

TRABAJO FIN DE GRADO

Febrero -2025

AUTOR: Alejandro Treviño Jara

DIRECTOR/ES: Damián Crespí Llorens

"Cuanto más planifica el Estado, más complicada se le hace al individuo su propia planificación."

- Friedrich August von Hayek



RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Grado (TFG) analiza el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España, centrado en la generación eléctrica. El documento revisa las propuestas del PNIEC para 2030, que incluyen el cierre de centrales nucleares, el aumento del uso de energías renovables, y el uso de ciclos combinados como tecnología de respaldo. A partir de este análisis, se identifican inconsistencias en términos de costes, estabilidad del suministro energético y reducción de emisiones de CO₂.

El TFG subraya la importancia de la energía nuclear en la reducción de emisiones y la estabilidad del sistema, argumentando que el cierre de las plantas nucleares, propuesto en el PNIEC, podría generar más horas de inestabilidad en el sistema eléctrico y mayores costes para los consumidores. En su lugar, se propone una alternativa que incluye el mantenimiento de la energía nuclear y un enfoque equilibrado en las energías renovables.

El tercer punto aborda los riesgos del gas natural, destacando el impacto del sistema europeo de derechos de emisión de CO₂ (RCDE UE), que incrementa el coste de las tecnologías basadas en gas. También se analiza la dependencia energética de España respecto a Marruecos y Argelia, concluyendo que el gas natural no garantiza un suministro estable y económico a largo plazo.

El cuarto punto examina los riesgos asociados a las energías renovables, señalando que, aunque estas tecnologías presentan beneficios medioambientales, implican altos costes iniciales y la pérdida de seguridad en el suministro debido a su naturaleza intermitente. El TFG alerta que depender en exceso de fuentes renovables sin una infraestructura adecuada de almacenamiento y respaldo podría generar inestabilidad en la red eléctrica.

Finalmente, el trabajo propone un mix energético alternativo para España, que es más rentable y estable en comparación con el del PNIEC, mostrando que la energía nuclear debe seguir siendo una parte clave del mix energético para garantizar tanto la reducción de emisiones como la seguridad energética.

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	IV
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
ÍNDICE DE FIGURA	IX
ÍNDICE DE CÓDIGOS	XIV
INTRODUCCIÓN	1
1 INTRODUCCIÓN AL PNIEC	3
1.1. HISTORIA DEL PNIEC	3
1.2. OBJETIVOS DEL PNIEC	3
1.2.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN	4
1.2.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA	7
1.2.3 SEGURIDAD ENERGÉTICA	8
1.2.4 DIMENSIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA	9
1.2.5 DIMENSIÓN DE LA INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD	10
2 CENTRALES NUCLEARES	11
2.1 ACCIDENTES NUCLEARES	11
2.1.1 ACCIDENTE DE CHERNÓBIL	12
2.1.2 ACCIDENTE DE FUKUSHIMA	19
2.1.3 ACCIDENTE DE THREE MILE ISLAND	21
2.2 IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE DE LA ENERGÍA NUCLEAR	22
2.2.1 INFORME TECHNICAL ASSESMENT OF NUCLEAR ENERGY	23
2.2.2 GESTIÓN DE LOS RESIDUOS RADIATIVOS	31
2.3 DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLE	35
2.3.1 REUTILIZACIÓN DE COMBUSTIBLE USADO	36
2.4 AVANCES EN LA ENERGÍA NUCLEAR	36
2.4.1 REACTORES SMR	37
2.4.2 REACTORES DE 4ª GENERACIÓN	39

2.5 ORGANISMOS QUE DEFIENDEN LA ENERGÍA NUCLEAR	43
2.6 SITUACIÓN EN ALEMANIA	44
2.7 CONCLUSIONES	48
3 RIESGOS ASOCIADOS AL GAS NATURAL	50
3.1 IMPACTO DEL MECANISMO DE DERECHOS DE EMISIONES (RCDE UE)	50
3.1.1 IMPLICACIONES DEL MERCADO DE LAS EMISIONES DE CO2 Y LOS CICLOS COMBINADOS DE GAS	52
3.2 RELACIÓN ENTRE MARRUECOS, ARGELIA Y ESPAÑA	54
3.3 LEY DEL CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA	57
3.4 CONCLUSIONES	61
4 BLOQUE 4 RIESGOS ASOCIADOS A LAS RENOVABLES	62
4.1 EL COSTE DE LAS RENOVABLES	62
4.2 PÉRDIDA DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO	68
4.3 CONCLUSIONES	70
5 BLOQUE 5 ANÁLISIS DEL MIX ENERGÉTICO DEL PNIEC Y PROPUESTA DE UN MIX ENERGÉTICO PARA ESPAÑA	72
5.1 EXPLICACIÓN DEL CÓDIGO USADO	73
5.2 ANÁLISIS DEL PNIEC	78
5.2.1 ANÁLISIS DEL PNIEC EN EL AÑO 2035	85
5.3 PROPUESTA ALTERNATIVA AL PNIEC	91
5.4 CONCLUSIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	103
ANEXOS	110
A. DESGLOSE DATOS PNIEC	110
B. CONVENIOS NUCLEARES	110
C. DATOS SISTEMA ENERGÉTICO ALEMÁN	114
D. LFSCOE	116
E. CÓDIGO DE SIMULACIÓN MIX ENERGÉTICO	118
F. FACTOR DE POTENCIA	129
G. CURVAS DE DEMANDA	131



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de residuos radiactivos.

Tabla 5.1 Resultados de la simulación de la propuesta del PNIEC en el apartado de producción eléctrica.

Tabla 5.2 Valores obtenidos en la simulación del PNIEC en el apartado de generación de electricidad libre de emisiones.

Tabla 5.3 Resultados de la simulación de la propuesta del PNIEC en el apartado de producción eléctrica.

Tabla 5.4 Valores de la intensidad de carbono promedio de cada mes del año.

Tabla 5.5 Valores obtenidos de la producción eléctrica de la propuesta del TFG.

Tabla 5.6 Valores de la intensidad de carbono de la propuesta del TFG.

Tabla 5.7 Valores promedio de la intensidad de carbono durante los meses de un año.

Tabla 5.8 Comparación de los datos del PNIEC, la propuesta del TFG y España 2019.

Tabla A.1 Evolución potencia instalada PNIEC (MW).

Tabla C.1 Desglose de la generación neta de electricidad en Alemania (TWh).

Tabla C.2 Evolución de la intensidad de carbono del sistema eléctrico alemán (CO₂eq por KWh generado).

Tabla C.3 Evolución potencia instalada en Alemania (GW).

Tabla C.4 Calendario de cierre de las centrales nucleares de Alemania.

Tabla F.1 Valores de generación de las centrales nucleares para un día (MWh).

Tabla F.2 Valores de factores de potencia de todas las tecnologías para un día entero.

Tabla G.1 Valores de demanda eléctrica para un día completo (MWh).

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1.1 Evolución de la potencia instalada en España según el PNIEC.
- Figura 1.2 Estimación del coste de generación eléctrica por tecnologías en 2030.
- Figura 1.3 Factores de emisiones por tecnologías.
- Figura 1.4 Precio de combustible y de emisiones de CO₂ estimados para 2030.
- Figura 1.5 Estimación de emisiones de CO₂.
- Figura 1.6 Objetivo de ahorro energético acumulado.
- Figura 1.7 Evolución de la dependencia energética.
- Figura 2.1 Esquema del reactor RBMK.
- Figura 2.2 Emisiones de efecto invernadero de diferentes tecnologías generadoras de electricidad en su ciclo de vida.
- Figura 2.3 Emisiones de NO_x y SO₂ en el ciclo de vida de distintas tecnologías generadoras de electricidad.
- Figura 2.4 Potencial acidificador y de eutrofización de diferentes tecnologías de generación eléctrica.
- Figura 2.5 Potencial agotador abiótico de distintas tecnologías generadoras de electricidad.
- Figura 2.6 Potencial agotador de combustibles fósiles de distintas tecnologías generadoras de electricidad.
- Figura 2.7 Ocupación de terreno para distintas formas de generar electricidad.
- Figura 2.8 Generación de residuos químicos de distintas tecnologías de generación eléctrica.
- Figura 2.9 Generación de residuos radiactivos de distintas tecnologías de generación eléctrica.
- Figura 2.10 Impacto en la salud humana de distintas formas de generar electricidad.
- Figura 2.11 Impacto en la biodiversidad por tierra usada.
- Figura 2.12 Esquema de un ATC.

Figura 2.13 Esquema de un almacén geológico profundo.

Figura 2.14 Capacidad global de reprocesamiento de combustible nuclear usado.

Figura 2.15 Capacidad global de reprocesamiento de combustible nuclear usado.

Figura 2.16 Planta Nuclear flotante Akademik Lomosov en Pevek.

Figura 2.17 Diseño de reactores de 4ª generación en desarrollo.

Figura 2.18 Esquema del reactor SFR.

Figura 2.19 Esquema del reactor LFR.

Figura 2-20 Esquema del reactor SCWR.

Figura 2.21 Esquema del reactor VHTR.

Figura 2-22 Esquema del reactor MSR.

Figura 2.23 Esquema del reactor GFR.

Figura 2.24 Emisiones de CO2 evitadas gracias a las centrales nucleares.

Figura 2.25 Mapa de las centrales nucleares alemanas cerradas desde 2011.

Figura 2.26 Evolución potencia instalada en Alemania.

Figura 2.27 Desglose de la producción eléctrica en Alemania.

Figura 2.28 Intensidad de carbono del sistema eléctrico de Alemania, España, Francia y Reino Unido.

Figura 3.1 Evolución del precio de emisiones en el mercado europeo.

Figura 3.2 Predicción de coste de generación por tecnologías presente en el PNIEC.

Figura 3.3 Evolución del índice MIBGAS para España.

Figura 3.4 Cantidad de gas importado por España desglosado por países.

Figura 3.5 Cantidad de gas natural y gas natural licuado importado por España.

Figura 3.-6 Localización de los gasoductos que conectan el continente africano con España.

Figura 3.7 Proyecciones de precios de producción de gas natural frente a los valores reales de los mismos.

Figura 3.8 Proyecciones de precios de producción de crudo frente a los valores reales de los mismos.

Figura 3.9 Precio medio del precio de la electricidad (línea azul) y precio medio del gas natural (línea roja).

Figura 3.10 Proyección de emisiones de CO₂ de la AIE frente a las reales.

Figura 4.1 Coste de generación de electricidad para diferentes tecnologías en \$/MWh.

Figura 4.2 Valores de LCOE y LFSCOPE para diferentes fuentes de generación de electricidad.

Figura 4.3 ROI energético para diferentes fuentes de electricidad

Figura 4.4 Comparativa de cantidad de electricidad generada por fuentes fósiles y renovables entre la UE y EE. UU.

Figura 4.5 Evolución del coste medio de la electricidad en \$/KWh entre hogares a UE y EE. UU.

Figura 4.6 Comparativa de producción eléctrica con energía fósil y renovables entre los dos países con el coste del KWh más caro y el más barato.

Figura 4.7 Evolución del precio del kWh en particulares en Bulgaria, Grecia, Hungría e Irlanda.

Figura 4.8 Precios de la electricidad en 2022 para los países miembros de la UE.

Figura 4.9 Saldo neto exportador de electricidad de Alemania.

Figura 5.1 Ejemplo de gráficas generadas por el software.

Figura 5.2 Resultados de la simulación de la propuesta del PNIEC en el apartado de producción eléctrica-

Figura 5.3 Valores de la intensidad de carbono obtenidos en la simulación del PNIEC.

Figura 5.4 Distribución de las horas inestables a lo largo del año.

Figura 5.5 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 49 del año.

Figura 5.6 Cantidad de energía excedida en los días de inestabilidad.

Figura 5.7 Comparativa de la producción frente a la demanda en los días inestables.

Figura 5.8 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 46 del año.

Figura 5.9 Resultados de la simulación de la propuesta del PNIEC 2035 en el apartado de producción eléctrica.

Figura 5.10 Resultados de la intensidad de carbono de la simulación para el PNIEC en el escenario 2035.

Figura 5.11 Valores promedio de demanda frente a producción en los días inestables.

Figura 5.12 Cantidad de energía excedida en los escenarios de 2030 y 2035 en días inestables.

Figura 5.13 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 49 del año.

Figura 5.14 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 46 del año.

Figura 5.15 Resultados de la simulación de la propuesta del TFG en el apartado de producción eléctrica.

Figura 5.16 Valores de la intensidad de carbono de la propuesta del TFG.

Figura 5.17 Agrupación de horas inestables en los meses del año.

Figura 5.18 Comparativa entre la demanda y la producción energética en días inestables.

Figura 5.19 Comparativa entre la cantidad de energía excedida en la simulación del PNIEC 2030, PNIEC 2035 y la propuesta del TFG.

Figura 5.20 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 49 del año.

Figura 5.21 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 46 del año.

Figura 5.22 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 46 del año con la potencia instalada de ciclos combinados fijado en el 77 %.

Figura 5.23 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 46 del año con la potencia instalada de ciclos combinados fijado en el 72% y 2 GW adicionales de potencia nuclear.

Figura 5.24 Capacidad de seguimiento de carga de la central nuclear de Ontario.

Figura A-1 Evolución potencia instalada PNIEC (MW).

Figura D-1 Fórmula empleada para el cálculo del LFSCOE.

Figura E-1 Importación de librerías.

Figura E-2 Función para obtener datos de demanda y generación eléctrica.

Figura E-3 Valores definidos de potencia instalada por tecnología de generación.

Figura E-4 Función para introducir nuevos valores de potencia instalada.

Figura E-5 Función para introducir nuevos valores de potencia instalada.

Figura E-6 Función para ajustar la capacidad instalada de cada tecnología.

Figura E-7 Función para calcular los datos de generación eléctrica.

Figura E-8 Función para generar las gráficas.

Figura E-9 Función main.

ÍNDICE DE CÓDIGOS

AEN	Agencia para la Energía Nuclear
AGP	Almacén Geológico Profundo
ATC	Almacén Temporal Centralizado
ATI	Almacén Temporal Individualizado
BCE	Banco Central de España
BWR	Boiling Water Reactor
CAISO	California's Independent System Operator
CNS	Convention on Nuclear Safety
CSN	Consejo de Seguridad Nuclear
EUROATOM	Comunidad Europea de la Energía Atómica
INPO	Institute of Nuclear Power Operations
INSAG	International Nuclear Safety Advisory Group
LCOE	Levelized cost of energy
LFSCOE	Levelized Full System Costs of Electricity
LO	Licencia de Operador nuclear
LS	Licencia de Supervisor nuclear
OCDE	Organismo para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OIEA	Organismo Internacional de la Energía Atómica
PHWR	Pressurized Heavy Water Reactor
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PWR	Pressurized Water Reactor. Reactor de Agua a Presión
RAA	Residuos de Alta Actividad
RBBA	Residuos de Muy Baja Actividad
RBMA	Residuos de Baja y Media Actividad
RBMK	Reactor Bolshoy Moshchnosti Kanaln

SMR	Small Modular Reactor
TMI	Toree Mile Island
UE	Unión Europea
URSS	Unión de Repúblicas Socialistas





INTRODUCCIÓN

La historia de la humanidad en nuestro planeta ha sido una travesía compleja y desafiante. Los obstáculos enfrentados han estado intrínsecamente ligados a la falta de recursos necesarios para superar adversidades. Sin embargo, los últimos 200 años marcan un punto de inflexión hacia una era de abundancia y progreso sin igual. Durante este tiempo, hemos sido testigos de un crecimiento poblacional superior a seis veces [1], el doble de esperanza de vida [2] y un aumento de diez veces en el ingreso medio por persona [3]. Este cambio significativo también ha visto una notable reducción en las pérdidas humanas causadas por desastres naturales [4], alcanzando mínimos históricos en muertes por hambruna [5] y una drástica disminución en la mortalidad infantil [6].

Este avance se correlaciona estrechamente con el acceso a energía asequible y abundante, siendo la Revolución Industrial un momento clave gracias al empleo de combustibles fósiles. Desde entonces, cualquier indicador de bienestar humano ha mostrado mejoras significativas, abriendo paso a un periodo de desarrollo y bienestar sin precedentes en la historia de la humanidad.

A pesar de las evidentes mejoras que ha experimentado la humanidad, han surgido corrientes de pensamiento catastrofistas vinculadas a un aumento constante en el consumo de recursos. Thomas Robert Malthus, fue el pionero en esta corriente de pensamiento con su publicación en 1798 de su ensayo sobre “el Principio de la Población”, donde argumentó que el crecimiento exponencial de la población eventualmente superaría la capacidad de producción de recursos de la Tierra, originando la escasez de estos [7]. A esta tendencia de pensamiento apocalíptico se han sumado muchos autores a lo largo de la historia, errando en sus predicciones como las hambrunas entre las décadas de los 70 y 80 del científico Paul Ehrlich en su obra 'La bomba poblacional' o la predicción aumentos significativos del nivel del mar por el derretimiento de los polos por Al Gore a principios del siglo XXI. Estas ideas han llegado a permear en las políticas energéticas de los países, concurriendo en la toma de decisiones cuestionables como el rechazo de España y Alemania a la energía nuclear [8][9] o la prohibición del fracking en países europeos, prescindiendo de fuentes energéticas cruciales que podrían continuar aumentando los estándares de vida de las personas. El resultado de estas políticas energéticas ha derivado en un encarecimiento de la energía haciendo peligrar ese aumento [10], hasta ahora imparable, de los medidores de bienestar humanos y en ciertos casos, siendo contraproducentes, en la premisa inicial de protección medioambiental de la que partían estas decisiones.

En el contexto de estas tendencias y debates, este Trabajo de Fin de Grado se centrará en el sector de la generación eléctrica tal como se presenta en el PNIEC, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España. El PNIEC propone una transformación significativa de la matriz energética española para 2030, una decisión que se enmarca en las corrientes de pensamiento mencionadas anteriormente. Analizaremos estas propuestas

a la luz de las discusiones sobre energía y progreso humano, explorando cómo las decisiones energéticas pueden equilibrar el deseo de protección medioambiental con la necesidad de continuar impulsando la prosperidad y el bienestar humano.



1 INTRODUCCIÓN AL PNIEC

1.1 HISTORIA DEL PNIEC

El Acuerdo de París, ratificado el 12 de diciembre de 2015 por 196 naciones, se presenta como un hito crucial en la lucha contra el cambio climático. Su propósito central es contener el aumento de la temperatura global a menos de 2 grados centígrados, idealmente a 1.5 grados. Para lograr esto, cada nación firmante se comprometió a presentar planes de acción climática, conocidos como Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), y en donde se comprometían a alcanzar su máximo de emisiones de efecto invernadero lo más pronto posible y se esbozan las medidas específicas para alcanzar los objetivos establecidos.

En octubre de 2016, la Unión Europea aprobó el Acuerdo de París, poniéndolo en práctica en noviembre del mismo año. España ratificó este compromiso en 2017, reafirmando su posición en favor de políticas energéticas y medioambientales responsables. Siguiendo estos principios, la Unión Europea fijó para el 2030 los siguientes objetivos:

- Reducción del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- Alcanzar que el 32% de energía final bruta consumida sea de fuentes renovables.
- Mejora del 32,5% en la eficiencia energética.
- Incrementar al 15% la interconexión eléctrica entre los Estados miembros.

Para garantizar la consecución de estos objetivos, la UE exige a cada estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Estos planes serán evaluados por la Comisión Europea para medir el progreso de cada país, permitiendo tomar medidas si se detectan desviaciones.

1.2 OBJETIVOS PNIEC

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España marca para 2030 unos objetivos climáticos que van en consonancia con los objetivos planteados por la Unión Europea:

- 32% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 48% de energía de origen renovable sobre uso final de la energía.
- 44% de mejora de la eficiencia energética en términos en términos de energía final.

- Disponer de 19 GW de autoconsumo y 22 GW de almacenamiento.
- 43% de reducción de las emisiones de los sectores difusos y un 70 % de los sectores de bajo el comercio de derechos de emisión con respecto a 2005.
- Reducción de la dependencia energética exterior del 73% en 2019 al 51% en 2030.

La consecución de estas metas fijadas por parte del PNIEC lograría cumplir los objetivos firmados en el acuerdo de París.

Para lograr estos objetivos, el PNIEC se divide en 5 grandes apartados: Dimensión de la Descarbonización, Dimensión de la Eficiencia Energética, Dimensión de la Seguridad Energética, Dimensión del Mercado Interior de la Energía y Dimensión de la Investigación, Innovación y Competitividad.

1.2.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN

En el apartado de la descarbonización, se destaca la transformación del mix eléctrico nacional. Se prevé que la potencia instalada para 2030 sea de 214 GW, en comparación con los 112 GW de 2020. También se prevé la instalación de 22 GW de almacenamiento. Aunque el reparto de los 214 GW es orientativo el PNIEC ofrece una estimación inicial del reparto de la potencia instalada en 2030 y en el plano de tecnologías renovables quedaría como 62 GW de energía eólica, 76 GW de solar fotovoltaica; 14,5 GW de hidráulica; 4,8 GW solar termoeléctrica. En cuanto a las tecnologías no renovables, la previsión es que hayan instalados 26,6 GW de ciclos combinados de gas y 3 GW de energía nuclear.

Las posibles variaciones del desglose por tecnologías del mix energético planteado para el 2030 el PNIEC afirma que dependerá de la evolución de los costes de estas, la viabilidad y flexibilidad de su implantación

Parque de generación del Escenario. Potencia bruta (MW)				
Años	2019	2020	2025	2030
Eólica*	25.083	26.754	42.144	62.044
Solar fotovoltaica**	8.306	11.004	56.737	76.387
Solar termoelectrica	2.300	2.300	2.300	4.800
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1.009	1.409
Carbón	10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento*	6.413	6.413	8.828	18.543
Total	111.101	115.015	166.939	213.963

*Incluyendo el almacenamiento de la solar termoelectrica llega a 22 GW.

Figura 1.1 Evolución de la potencia instalada en España según el PNIEC [11].

El hipotético mix energético planteado por el PNIEC ha sido realizado bajo la predicción de precios por el modelo europeo. En él se estima el precio de los combustibles, de la tonelada de CO₂ y el coste de generación de diferentes tecnologías de generación de electricidad.

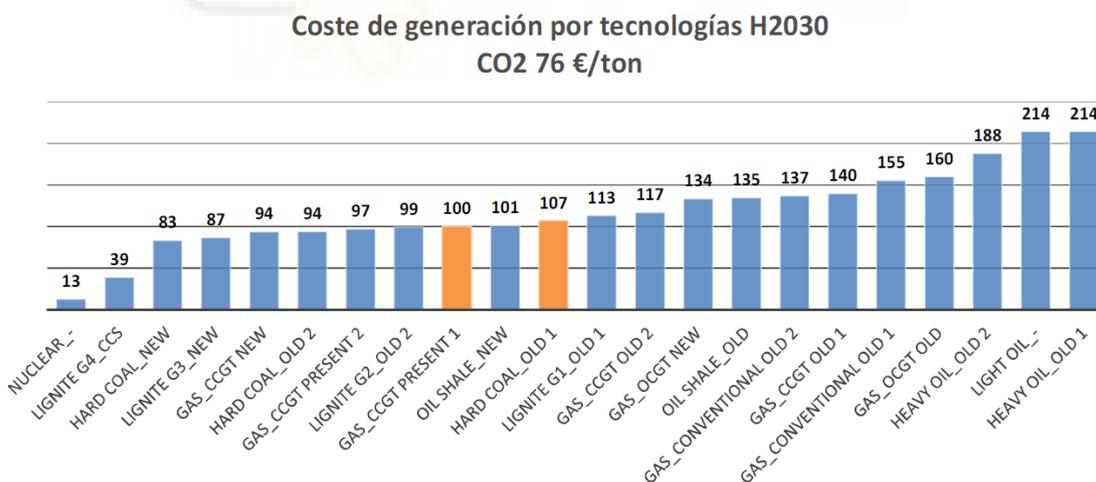


Figura 1.2 Estimación del coste de generación eléctrica por tecnologías en 2030 [11].

Combustible	Tipo	CO ₂ emission factor	Eficiencias medias	CO ₂ emission factor
		kg/Net GJ	%	t/MWh _e
Nuclear	-	0	33%	0,000
Hard coal	old 1	94	35%	0,97
Hard coal	old 2	94	40%	0,85
Hard coal	New	94	46%	0,74
Hard coal	CCS	9,4	38%	0,09
Lignite	old 1	101	35%	1,04
Lignite	old 2	101	40%	0,91
Lignite	New	101	46%	0,79
Lignite	CCS	10,1	38%	0,10
Gas	conventional old 1	57	36%	0,57
Gas	conventional old 2	57	41%	0,50
Gas	CCGT old 1	57	40%	0,51
Gas	CCGT old 2	57	48%	0,43
Gas	CCGT present 1	57	56%	0,37
Gas	CCGT present 2	57	58%	0,35
Gas	CCGT new	57	60%	0,34
Gas	CCGT CCS	5,7	51%	0,04
Gas	OCGT old	57	35%	0,59
Gas	OCGT new	57	42%	0,49
Light oil	-	78	35%	0,80
Heavy oil	old 1	78	35%	0,80
Heavy oil	old 2	78	40%	0,70

Fuente: Red Eléctrica de España

Figura 1.3 Factores de emisiones por tecnologías [11].

		Escenario	
		2030 MITECO	2030 ADAPTADO Peninsular
€/net GJ	Nuclear	0,47	0,47
	Lignite	3,01	3,01
	Hard Coal	3,01	3,01
	Gas	10,92	10,92
	Light oil	14,64	14,64
	Heavy oil	14,64	14,64
	Oil shale	3,01	3,01
€/ton	CO ₂ price	76,04	76,04

Figura 1.4 Precio de combustible y de emisiones de CO₂ estimados para 2030 [11].

Se calcula que se reduzcan las emisiones del CO₂ en 33 Mt₂COeq y que la producción eléctrica de origen renovable suponga el 81% del total.

También se espera una reducción de 33 Mt₂COeq en las emisiones procedentes del sector transporte. Esta disminución de las emisiones de CO₂ correspondería a un cambio en los hábitos de consumo de la población española, ya que se estima desde el PNIEC que la población usará más el transporte público. También se prevé una sustitución de coches de combustión por coches eléctricos y el uso de biocarburantes. Además, en 2023 está prevista la implantación de la delimitación de zonas de bajas emisiones en ciudades de más de 50.000 habitantes.

En el sector industrial la reducción de emisiones está cuantificada en 18 Mt₂COeq que provendrán de mejoras de eficiencia en procesos industriales y la reducción en el uso de combustibles fósiles.

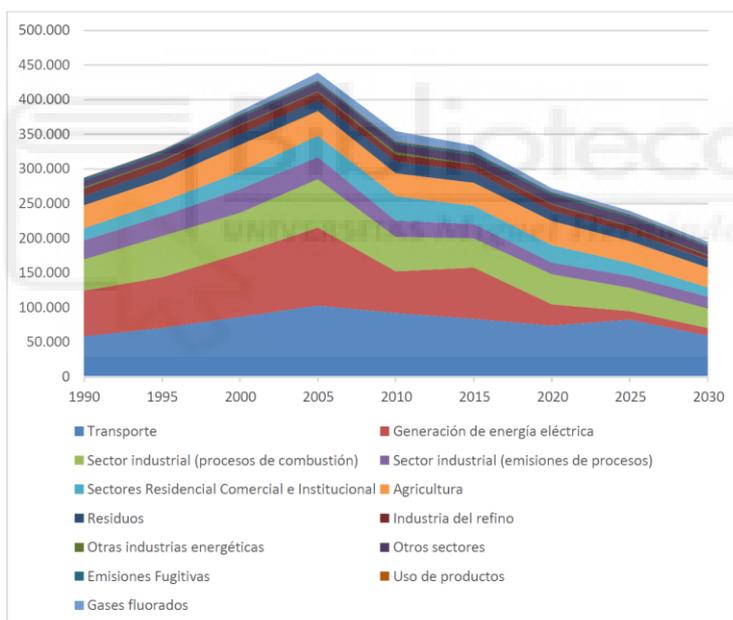


Figura 1.5 Estimación de emisiones de CO₂ [11].

1.2.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA

Con la fijación del objetivo de la mejora del 44% de la eficiencia energética se cumple con la directiva europea de “Objetivo 55” en la cual se establece un objetivo del 38%. Para la consecución del objetivo planteado se propone las siguientes medidas:

- Renovación del parque edificatorio público a un ritmo del 3% anual y la reducción del consumo de organismo públicos a un ritmo del 1,9% anual cogiendo como referencia el año 2021.
- Que las Comunidades Autónomas y Entidades Locales hagan propios los objetivos anteriormente mencionados.
- Cambio en el uso del transporte de la población hacia un mayor uso del ferrocarril.
- Mayor penetración de tecnologías más eficientes como bombas de calor, renovables térmicas.
- Renovación del parque de viviendas.
- Mejora en la tecnología y sistemas de proceso de industrias energéticamente intensivas.
- Uso de Certificados de Ahorro Energético.

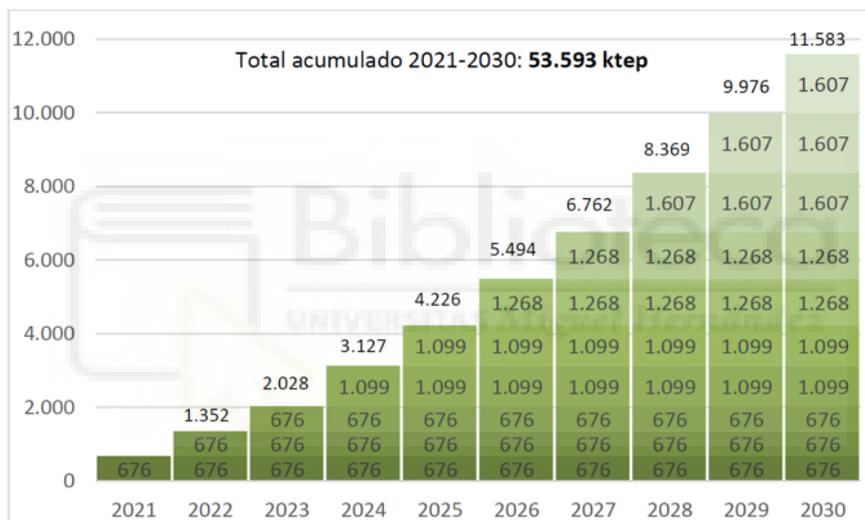


Figura 1.6 Objetivo de ahorro energético acumulado [11].

1.2.3 SEGURIDAD ENERGÉTICA

En lo que respecta a la seguridad energética, el PNIEC establece los objetivos de garantizar un mix energético diversificado a nivel nacional, asegurar la seguridad del suministro eléctrico y promover el uso de fuentes de energía autóctonas. Gracias a medidas como la instalación de energías renovables, se prevé una reducción de la dependencia energética del exterior, principalmente del carbón y del petróleo.

El PNIEC estima que la retirada de la potencia instalada será ampliamente compensada por la potencia renovable instalada. Además, se contempla que toda la tecnología de almacenamiento instalada no sólo mejora la seguridad energética, sino que además asegura

una adecuada instalación de la potencia renovable. Así mismo, España dispone de 26.612 MW de ciclos combinados de gas que se usarán como tecnología de respaldo.

De acuerdo con los informes y modelos utilizados por el propio PNIEC, se concluye que el suministro energético estaría asegurado. Dentro del PNIEC se cuantifica la mejora de la independencia energética que pasará del 27% en 2019 al 49% en 2030.

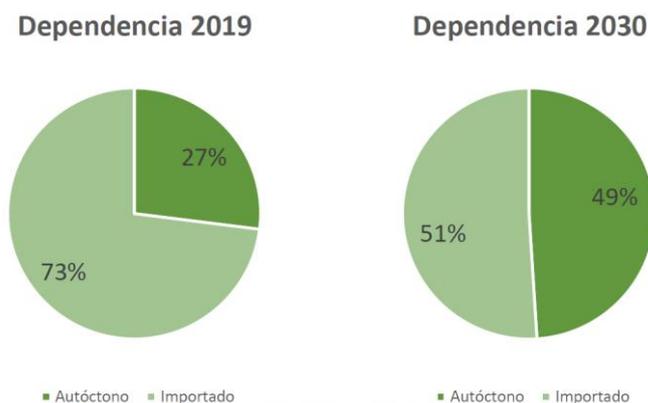


Figura 1.7 Evolución de la dependencia energética [11].

1.2.4 DIMENSIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA

Los retos planteados en este punto pasan por crear un mercado más competitivo, transparente, flexible, sin discriminación y altamente interconectado.

En lo relacionado con la interconectividad el PNIEC detecta una debilidad del sistema eléctrico español, ya que la interconectividad de España con otros países de la UE está por debajo de lo que estipulan los mandatos de la UE, ya que la ratio de interconexión es menor al 5% de la potencia instalada en nuestro sistema. Dada la naturaleza renovable de gran parte de la potencia instalada, es necesario reforzar y expandir las líneas de transporte y distribución en el territorio español, incluyendo las conexiones existentes entre la península y los sistemas no peninsulares e interconexiones entre sistemas insulares. Para resolver este desafío, se planea ampliar la interconexión entre Aquitania (Francia) y Vizcaya mediante un cable submarino, que aumentaría la interconexión en 5.000 MW. También se planea ampliar la interconexión entre Aragón y los Pirineos Atlánticos (Francia), incrementando la interconexión en 8.000 MW. Otra interconexión planteada sería con Portugal, que permitiría aumentar la interconexión en 3.000 MW.

1.2.5 DIMENSIÓN DE LA INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD

Dentro de esta área las actividades centradas en la investigación e innovación estarán centradas en la lucha contra el cambio climático y facilitar la transición energética. Para ello se fijan las siguientes líneas de trabajo

- Eficiencia energética.
- Tecnologías de energías renovables.
- Baterías y puntos de recarga de vehículos eléctricos.
- Implementación de tecnologías que permitan el aumento de la flexibilidad del sistema energético.

En el apartado de la competitividad el PNIEC sugiere fortalecer las áreas donde España ya es líder y mejorar la integración de estas soluciones en el tejido productivo. Además, la reducción de costes de la electricidad previstas situará a las empresas españolas en una posición más favorable, sumado, además, a las mejoras en eficiencia previstas.



2 CENTRALES NUCLEARES

En este bloque, se abordarán los argumentos y factores que justifican la continuidad de las centrales nucleares dentro del mix energético español. Este análisis es crucial en el contexto de los desafíos actuales relacionados con la seguridad energética, el cambio climático y la transición hacia fuentes de energía más sostenibles.

Se revisarán los argumentos que sostienen la necesidad de mantener las centrales nucleares operativas, considerando aspectos como la estabilidad del suministro energético, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y la capacidad de generación continua.

El bloque continuará con un análisis detallado de los accidentes nucleares más significativos: Chernóbil, Fukushima y Three Mile Island (TMI). Se estudiarán las causas, efectos y mejoras implementadas en las centrales nucleares españolas y a nivel mundial para prevenir futuros incidentes, destacando los avances en tecnología y seguridad nuclear.

También se evaluará el impacto ambiental de la energía nuclear, comparando sus emisiones y efectos ecológicos con otras tecnologías de generación eléctrica, considerando el ciclo de vida completo de las centrales nucleares.

El futuro de las centrales nucleares será otro tema clave. Se analizarán las perspectivas de desarrollo y expansión de la energía nuclear, incluyendo los avances en reactores de nueva generación y la integración de tecnologías más seguras y eficientes. Se discutirá el papel de organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energía Atómica (OIEA) y la Comisión Europea, que defienden la energía nuclear como una fuente vital para la transición energética y la reducción de emisiones de carbono.

Finalmente, se comparará la situación de España con la de otros países, como Alemania, que ha decidido cerrar sus centrales nucleares en favor de las energías renovables. Se examinarán las consecuencias de esta decisión en términos de seguridad energética, costes y emisiones, proporcionando un contraste útil para evaluar las políticas energéticas españolas.

Este bloque proporciona una visión completa y crítica de la energía nuclear en España, considerando tanto sus desafíos como sus oportunidades en el contexto de la transición energética.

2.1 ACCIDENTES NUCLEARES

En este capítulo del Trabajo Final de Grado, abordaremos un elemento crítico en la discusión de la energía nuclear: los accidentes nucleares. Para ello, nos centraremos en los

tres eventos más notorios que han marcado la historia de esta industria: Chernóbil, Fukushima y Three Mile Island.

El incidente de Chernóbil, ocurrido en 1986 en la antigua Unión Soviética, está catalogado como el desastre nuclear más severo hasta la fecha. No obstante, es esencial distinguir que las circunstancias que dieron lugar a este accidente no reflejan la normativa y procedimientos de seguridad actuales en la industria nuclear. Las fallas sistemáticas y la carencia de medidas de seguridad adecuadas que prevalecían en Chernóbil representan un contexto que ha sido ampliamente superado por los estándares actuales.

Además, se analizarán los accidentes nucleares en Fukushima, Japón, en 2011, y en Three Mile Island, en los Estados Unidos, en 1979. Aunque estos eventos fueron menos graves en comparación con Chernóbil, tuvieron repercusiones considerables y aportaron valiosas lecciones para el fortalecimiento de la seguridad en las centrales nucleares. Pese a la severidad de estos incidentes, evidencian la capacidad de la industria nuclear para evolucionar y mejorar sus protocolos y sistemas de seguridad.

En este contexto, procederemos a examinar cada uno de estos incidentes, evaluando las condiciones que los propiciaron, los impactos resultantes y las enseñanzas que se derivaron de cada uno. Asimismo, investigaremos cómo estos acontecimientos han modelado las actuales políticas de seguridad nuclear.

2.1.1 ACCIDENTE DE CHERNÓBIL

El accidente en la central nuclear de Chernóbil ocurrió en la madrugada del 26 de abril de 1986 mientras se realizaba una prueba de seguridad. La prueba consistía en comprobar si la turbina del reactor era capaz de alimentar las 8 bombas que hacían circular agua por el interior del reactor durante los 60 y 75 segundos que tardaba en ponerse en funcionamiento el generador diésel encargado de alimentar dichas bombas en caso de corte eléctrico.

Según el informe de la INSAG [12], a las 14:00 h del 25 de abril de 1986, la central se encontraba operando a mitad de su capacidad (1600 MW térmicos) con el fin de poder realizar la prueba. A esa hora, la central recibió una llamada del gestor de la red eléctrica informando que una central de carbón había sufrido una incidencia que le había obligado a parar. Por tanto, con el fin de garantizar el suministro eléctrico del país, la prueba de seguridad debía ser pospuesta y el reactor debía seguir operando a 1600 MW térmicos.

A las 16:00 h cambió el turno de operación. Este grupo de trabajadores no había sido formado en el ensayo de seguridad debido a que el grupo designado para realizar la prueba era el anterior. El reactor continuó estable a 1600 MW hasta las 23:05 h del mismo 25 de abril, cuando la central recibió la llamada del gestor de la red eléctrica informando que el

problema en la central de carbón se había solucionado y, por tanto, se podía comenzar a realizar la prueba.

Uno de los protocolos marcados para realizar la prueba consistía en que la potencia del reactor debía situarse entre el rango de potencia de 700 MW y 1000 MW térmicos. Por tanto, tras la llamada del gestor, comenzó a bajarse la potencia bajando las barras de control para que así descendiese el número de fisiones y, por consiguiente, se redujese la potencia del reactor. Los operarios del turno de tarde fijaron la potencia del reactor en 720 MW térmicos, dentro del rango estipulado para realizar la prueba, y a las 00:00 h entró el turno de noche.

El reactor redujo su potencia de 720 MW a 500 MW térmicos de forma autónoma, sin haber sido manipulado por los operarios. Esto fue una consecuencia de haberse envenenado el reactor con gas xenón, en concreto xenón-135. La aparición de gas xenón se produce como resultado de las fisiones y es un veneno neutrónico. Lo que produce la acumulación de gas xenón dentro del reactor es que se produzcan menos fisiones y, como consecuencia, desciende la potencia dentro del reactor. Esta acumulación se originó por el descenso de potencia, ya que a rangos normales de operación se quema el gas xenón.

Tras el descenso de potencia, los operadores procedieron a quitar las barras de control para volver a subir la potencia del reactor. Procedieron a eliminar el control automático de las barras de control y pasaron a operarlas de forma manual. El resultado de esta maniobra fue contrario al esperado, ya que volvió a descender la potencia del reactor de 500 MW a 30 MW térmicos. Hoy día se desconoce el motivo de ese descenso. A esa potencia de trabajo, el reactor se envenenó completamente de gas xenón. En este punto, el procedimiento hubiese sido apagar el reactor, tal y como sugirió el ingeniero Aleksandr Akímov, pero la persona con más rango en aquella sala, Anatoly Dyatlov, decidió continuar con la prueba de seguridad. Lo que acabó desencadenando el accidente.

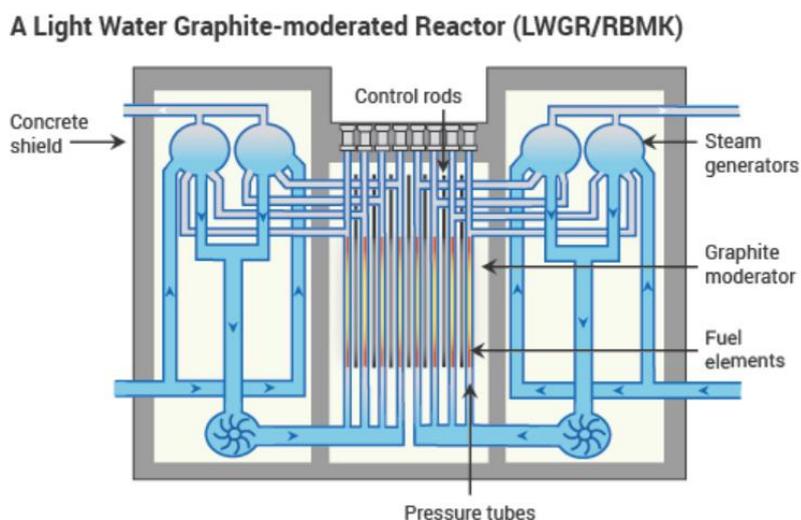


Figura 2.1 Esquema del reactor RBMK [13].

Cumpliendo con la orden de continuar con la prueba, los operadores subieron todas las barras menos 6 (205 de 211 barras de control), con ello la potencia del reactor subió hasta 200 MW térmicos, insuficientes para completar con éxito la prueba, ya que se requerían como mínimo 700 MW térmicos. A la 01:23 h, el operador de turbina cortó el vapor de la propia turbina y el grupo de bombas solo estaba funcionando con la propia inercia de la turbina. La turbina iba perdiendo cada vez más inercia, por lo que las bombas bombeaban cada vez menos agua, evaporándose está en el reactor.

El agua es otro veneno neutrónico, elimina neutrones para que se produzcan menos fisiones. Al ir perdiendo potencia las bombas e ir bombeando menos agua, esta se calentó. El vapor de agua absorbe neutrones con mayor dificultad, por lo que, cuanto mayor agua se evaporaba, más veneno neutrónico iba perdiendo el reactor. Cuanta más agua se evaporaba, menos veneno neutrónico había, por lo que más fisiones ocurrían dentro del reactor, subía más la temperatura dentro del reactor y el agua se evaporaba con mayor celeridad. A esta espiral de escalada de potencia se le denomina coeficiente de huecos positivos, porque a menor refrigerante más aumenta la potencia.

A medida que iba aumentando la potencia, también se estaba dando una quema de xenón, el otro veneno neutrónico. Con casi todas las barras de control subidas, no había ningún elemento que parase esa espiral de escalada de potencia. A la 01:23:40, se presionó el botón AZ-5 encargado de bajar todas las barras de control para detener la reacción en cadena. Debido a un mal diseño de los reactores del tipo RBMK, el hueco liberado al subir las barras de control se llenaba de agua. Al presionar el botón y bajar las barras, el agua se desplazó (buscar gráfico del interior del reactor). Al desplazarse esa agua, se acentuó aún más la espiral de aumento de potencia al eliminar el veneno neutrónico y, por la temperatura y presión, el rail de las barras de control se deformó, por lo que estas no llegaron a descender del todo y se produjo la explosión del reactor 4 segundos después de haber presionado el botón AZ-5.

El accidente en el cuarto reactor de la central es el más grave sucedido hasta el momento. Tal accidente ocurrió debido a la suma de una serie de errores en cadena que terminaron desencadenando el accidente.

Las principales causas del accidente, según el informe realizado por INSAG, fueron [12]:

- Errores de diseño de los reactores.
- Incompetencia de los operadores.
- Ausencia de organismos reguladores competentes que promoviesen y garantizaran la seguridad de las centrales nucleares en la URSS.

Dentro de los errores de diseño, el informe destaca los ya mencionados errores de coeficiente de huecos positivos y el error de diseño de las barras de control. La comisión encargada de realizar el informe concluye que dichas características del reactor (coeficiente de huecos positivos) hacían que el sistema fuese dinámicamente inestable con respecto a

las perturbaciones de potencia y calidad del vapor [12]. También concluye que la seguridad del reactor no estaba garantizada ni demostrada para niveles de carga nominales ni intermedios [12].

El otro defecto que destaca es el diseño de las barras de control del reactor [12]. En primer lugar, porque aumentaron la positividad del coeficiente de huecos al ser insertadas todas a la vez, tras ser pulsado el botón AZ-5. La comisión concluye que esto fue un factor decisivo en el accidente. El otro error que destaca con relación a las barras de control es su velocidad de respuesta. La velocidad a la que se insertaban desde su punto más alto era de 18 segundos, la cual determinan que era demasiado lenta. La mejora en la velocidad de inserción de las barras de control (de 18 segundos a 12 s) fue una de las mejoras de seguridad que tuvieron los reactores RBMK y que notificó INSAG [12].

En el informe del accidente realizado se indica claramente que los operadores violaron los propios procedimientos establecidos, poniendo como ejemplos [12]:

Operar el reactor por debajo de la potencia necesaria para realizar la prueba de seguridad (700 MW térmicos).

Iniciar la prueba de seguridad en 200 MW térmicos, por debajo de los 700 MW térmicos requeridos.

Los ejemplos mencionados anteriormente, sumados al hecho de no saber identificar que operar el reactor con el líquido refrigerante en ebullición al mismo tiempo que había poca o nula sub refrigeración en las tomas de la bomba y del núcleo, podría desembocar en un accidente destructivo dadas las características del reactor. Además, realizar pruebas de seguridad con personal no formado eran evidencias claras de la falta de cultura de seguridad.

El informe también indica la inexistencia de un régimen regulatorio sólido e independiente en la URSS, que además estuviese adecuadamente financiado y contase, a su vez, con respaldo a nivel gubernamental y con poderes de aplicación que fuesen necesarios [12]. A su vez, añade que el régimen regulatorio fue inefectivo en áreas vitales como el análisis de la seguridad del diseño de las plantas y su operación, o en implementar y promocionar la cultura de la seguridad [12].

Además, añade que el efecto de huecos positivos era conocido por las autoridades soviéticas antes del accidente, al ser identificado a través de un incidente ocurrido en la planta de Ignalina en Lituania en 1983 [12]. El ingeniero jefe del diseño de los reactores del RBMK comunicó la información a otras plantas que operaban aquel tipo de reactor, pero nunca se realizaron cambios en los reactores que paliaran ese defecto ni se establecieron nuevas medidas de actuación en la operación de las plantas.

En conclusión, el accidente en el cuarto reactor de la central nuclear de Chernóbil fue el resultado de una combinación de errores de diseño, incompetencia de los operadores y falta de un organismo regulador competente en la URSS. Estos factores, junto con la falta de

cultura de seguridad y la no implementación de mejoras en los reactores a pesar del conocimiento previo de ciertos riesgos, condujeron al desastre nuclear más grave de la historia. Este accidente ha servido como una lección importante para la industria nuclear, subrayando la importancia de la seguridad, la formación adecuada del personal y la existencia de organismos reguladores competentes e independientes.

SITUACIÓN DE LA SEGURIDAD DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN EL MUNDO Y EN ESPAÑA CON RESPECTO A CHERNÓBIL

Las carencias descritas previamente en relación con la situación que se experimentó en la URSS y que resultaron en el accidente nuclear más grave hasta ahora, no se asemejan a las condiciones bajo las cuales funcionaba y sigue funcionando el sector nuclear. Los reactores del tipo RBMK solo eran usados dentro de la URSS y, tras el accidente, fueron mejorados para garantizar su seguridad de operación. Estas fueron las mejoras que sufrieron:

- Reducción de la positividad del coeficiente de huecos.
- Reducción del tiempo de inserción completa en el núcleo del reactor de las barras de control (de 18 segundos a 12 segundos).
- Instalación de sistemas de protección de emergencia de acción rápida.

Aparte de los reactores RBMK, los reactores PHWR también comparten la característica de huecos positivos. Dicho efecto no está tan acusado en estos reactores PHWR y cuentan con mejores sistemas de seguridad que los que contaban los reactores RBMK de la URSS [14]:

- 2 sistemas de parada de emergencia automatizados y de acción rápida para detener el reactor en caso de emergencia. Chernóbil contaba con solo 1.
- Redundancia en los sistemas de control.
- Edificios de contención en los reactores.

En el caso de España, hay 7 reactores instalados, de los cuales 6 son PWR y el restante es BWR [15]. Ambos reactores son de coeficiente de huecos negativos, con lo cual, a menor refrigerante en el reactor, menor potencia en el núcleo, característica que asegura su estabilidad. Esto hace que el accidente de las características de Chernóbil quede descartado.

Para el caso de España, aunque puede ser replicable a la situación que viven en otros países, a la hora de la formación y gestión del personal que trabaja en centrales nucleares, el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) es el único organismo acreditado por ley para otorgar licencias de operación a centrales nucleares en España [16]. Existen dos tipos de licencias: Licencia Supervisor (LS) y Licencia de Operador (LO). La LS permite dirigir la operación de una central nuclear, mientras que la LO capacita para la operación desde la sala de control bajo la dirección de un supervisor.

Para obtener una LO, los aspirantes deben poseer una titulación universitaria de grado en ingeniería y completar una formación de 3 años. Para aspirar a una LS, se requieren al menos tres años de experiencia como Operador y una formación adicional de 2 años en temas especializados. Ambos roles tienen responsabilidades en la supervisión de alteraciones del núcleo y del movimiento de combustible, y deben autorizar los trabajos que afecten directamente a la operación de la instalación.

Los candidatos deben pasar un examen eliminatorio de tres partes: escrito, simulador de alcance total y examen oral en la central. Es necesario obtener una calificación de 8/10 para ser aprobado. Además, el personal con licencia debe participar en un programa de reentrenamiento anual que incluye actualización de conocimientos y exámenes en el simulador de alcance total, asegurando que están en constante formación y actualización.

La obtención de estas licencias garantiza que los profesionales encargados de la operación de las centrales nucleares en España cuentan con la formación y competencias necesarias para garantizar la seguridad y eficiencia en la operación de las instalaciones. La formación y certificación es rigurosa y exigente, evidenciando el compromiso del CSN y del sector nuclear español con la protección de las personas y del medio ambiente.

El CSN también es el encargado de [17]:

- Regulación: El CSN regula el funcionamiento de instalaciones nucleares y radiactivas para garantizar la seguridad.
- Propuestas de reglamentación: Dirige al Gobierno propuestas de reglamentación en materia de seguridad nuclear y protección radiológica, adecuando la legislación nacional a la internacional.
- Vigilancia ambiental: Mide la radiactividad ambiental mediante redes de estaciones automáticas y muestreo en toda España.
- Informes sobre proyectos: Analiza minuciosamente las especificaciones de proyectos de instalaciones nucleares y radiactivas antes de autorizar su funcionamiento.
- Apoyo técnico en emergencias: Responde ante incidentes nucleares o radiológicos y participa en la elaboración de planes de emergencia.
- Control de dosis de trabajadores: Vigila las dosis de radiación recibidas por trabajadores expuestos para que no superen los límites establecidos.
- Acciones coercitivas: Puede proponer expedientes sancionadores en el ámbito de sus competencias, con sanciones de distintos niveles.
- Investigación: Fomenta planes de investigación en seguridad nuclear y protección radiológica.
- Información a la opinión pública y Cortes: Rinde cuentas de sus actividades e informa al Congreso de los Diputados, Senado y ciudadanía.
- Relaciones con la Administración del Estado: Colabora con instituciones del Estado central, autonómico y local.
- Relaciones con otros organismos: Colabora con organismos internacionales y reguladores homólogos a través de acuerdos, protocolos o convenios.

La rigurosa formación y certificación del personal que trabaja en centrales nucleares en España, junto con las funciones del CSN, aseguran un alto nivel de seguridad y eficiencia en la operación de las instalaciones nucleares en el país. Esto demuestra el compromiso del sector nuclear español y del CSN con la protección de las personas y del medio ambiente, lo cual es fundamental para mantener la confianza en la energía nuclear como una fuente de energía segura y confiable.

El tercer eslabón causante del accidente de Chernóbil fue la ausencia de organismos reguladores competentes en la URSS a la hora de garantizar la seguridad de la energía nuclear [12]. Esta situación es la opuesta a la que se vivió en la época del accidente fuera de la URSS y la que impera internacionalmente en la actualidad.

La comunidad internacional ha acordado e implementado varios tratados internacionales para garantizar que los beneficios de la energía nuclear, como la producción de electricidad (con baja huella de carbono), el diagnóstico médico y los usos industriales/agrícolas, puedan ser aprovechados mientras se controlan y mantienen los riesgos para la salud humana y el medio ambiente dentro de niveles aceptables. Por lo tanto, los países han desarrollado un marco legal internacional para llevar a cabo actividades relacionadas con la energía nuclear y la radiación ionizante de manera que proteja adecuadamente a las personas, la propiedad y el medio ambiente.

Los tratados internacionales son instrumentos vinculantes que crean derechos y obligaciones para los Estados. Estos deben implementar sus disposiciones y, en caso de desacuerdo entre Estados, pueden recurrir a mecanismos de resolución de disputas como consultas, arbitrajes o la presentación de disputas ante la Corte Internacional de Justicia o el Tribunal Internacional del Derecho del Mar.

Estos tratados internacionales se reflejan en la legislación nacional. Además, la legislación nacional puede incluir directrices y estándares internacionales, como las recomendaciones de la Comisión Internacional de Protección Radiológica, el Código de Conducta sobre la Seguridad de las Fuentes Radiactivas, las Normas Básicas Internacionales de Seguridad y otras Normas de Seguridad del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA). Aunque no son vinculantes, son principios reconocidos internacionalmente que pueden implementarse a nivel nacional.

El derecho nuclear internacional abarca la protección radiológica, la seguridad nuclear y radiológica (fuentes y material radiactivo, instalaciones nucleares, preparación y respuesta ante emergencias, minería y molienda, transporte de material radiactivo, residuos radiactivos y combustible gastado), responsabilidad nuclear, y no proliferación y protección física (salvaguardias, controles de exportación e importación, protección física). Este derecho evoluciona a medida que se actualiza y revisa en función de las lecciones aprendidas, las mejores prácticas y el desarrollo tecnológico.

A nivel de la Unión Europea (UE), los Estados miembros han acordado un conjunto de normas que reflejan los tratados internacionales a los que son parte. La legislación de la

UE puede ir más allá de los requisitos de los tratados internacionales y establecer obligaciones adicionales para los Estados miembros. Siendo más concretos, el encargado de hacer cumplir con esas normas es el ya mencionado CSN.

La OIEA es la organización intergubernamental central que sirve como depositario de algunas convenciones, siendo un constituyente del marco legal internacional. Euratom y los estados miembros de la UE son partes contratantes de bastantes de estos convenios:

- Convenio de la seguridad nuclear.
- Convenio Conjunta sobre Seguridad en la Gestión del Combustible Gastado y sobre Seguridad en la Gestión de Desechos Radiactivos.
- Convenio sobre la Pronta Notificación de Accidentes Nucleares y la Convención sobre Asistencia en Caso de Accidente Nuclear o Emergencia Radiológica.
- Convenio sobre la Protección Física de los Materiales Nucleares.
-

2.1.2 ACCIDENTE DE FUKUSHIMA

La central nuclear de Fukushima Daiichi es una central japonesa ubicada entre las ciudades de Okuma y Futaba. Está compuesta por 6 reactores de agua en ebullición (BWR) y el 11 de marzo de 2011 sufrió un accidente nuclear, el último accidente en centrales nucleares, debido a un terremoto y un posterior tsunami provocado por el propio terremoto [18].

El sismo registrado fue de magnitud 9 y los sistemas de seguridad no se vieron afectados. Estos, cumpliendo con su cometido, detuvieron los reactores 1, 2 y 3 que en aquel momento estaban en funcionamiento. La central, debido al terremoto, perdió todas las fuentes de suministro de energía con el exterior, por esta razón, y siguiendo los protocolos de seguridad de las centrales, se activaron los generadores diésel de forma automática para garantizar el suministro eléctrico a los sistemas de seguridad de la planta.

Tras el terremoto, aproximadamente 50 minutos después, el tsunami impactó contra la central inundando principalmente los reactores 1, 2, 3 y 4, además de sus sistemas de soporte. Concretamente se inundaron los generadores diésel de emergencia, la apartament eléctrica y las baterías. Únicamente los generadores diésel del reactor 2 y 4, y las baterías de la unidad 3 fueron los únicos dispositivos que resistieron al tsunami. También quedaron intactos los generadores diésel de los reactores 5 y 6.

Ante la sucesión de eventos previamente relatados, las unidades 1, 2 y 3 se quedaron sin energía, situación conocida como station blackout. La unidad 4 también se quedó sin electricidad, pero no había combustible en el reactor. Debido a esta pérdida de energía, los operadores nucleares no pudieron refrigerar tanto los reactores en funcionamiento como las piscinas con combustible usado. Esto derivó en un sobrecalentamiento de los reactores 1, 2, 3 y se fundió parte del combustible que se albergaba en dichos reactores. Debido al

derretimiento del combustible, se originaron daños en el núcleo, ya que los elementos de combustible con estructuras de circonio reaccionaron químicamente con el agua y vapor de agua a presión, generando hidrógeno. La acumulación de este gas originó explosiones en los reactores 1 y 3 que dañaron los edificios del reactor, destruyendo sus estructuras superiores.

El 80% de la radiación emitida se depositó en el océano Pacífico, pero los niveles de estas fueron inferiores a los niveles de radiación naturales de los océanos debido a la presencia de uranio-238 y potasio-40. La radiación no afectó a la salud de ningún ser humano, ni a los trabajadores de la planta y equipo de bomberos que trabajó en el accidente, ni a los vecinos que vivían en el lugar. Sí que se vieron afectados los vecinos a consecuencias de los daños provocados por el tsunami y por la evacuación de personas que vivieran en un radio de 20 km alrededor de la central.

A raíz del accidente de Fukushima, España participó en el Programa Europeo de Pruebas de Resistencia con el fin de comprobar la idoneidad de los sistemas de seguridad de las centrales. Las pruebas consistieron en evaluar la capacidad de respuesta de las centrales frente a terremotos, inundaciones y otras condiciones naturales externas, la pérdida de algún sistema de seguridad, así como la capacidad para hacer frente a accidentes graves. Los resultados de las pruebas derivaron en las siguientes mejoras [19] y [20]:

- Reforzamiento de la protección física de las instalaciones y equipos clave para prevenir daños causados por inundaciones, terremotos y otros desastres naturales.
- Mejora de la redundancia y diversificación de los sistemas de refrigeración de emergencia, para garantizar que las centrales puedan seguir funcionando de manera segura incluso si se pierde uno de estos sistemas.
- Implementación de sistemas adicionales de suministro eléctrico, como generadores portátiles y baterías, para garantizar que las centrales cuenten con energía suficiente en caso de una pérdida de suministro eléctrico externo.
- Refuerzo de la formación y capacitación del personal de las centrales nucleares en la gestión de emergencias y situaciones de accidente grave, para mejorar su capacidad de respuesta y la toma de decisiones en situaciones críticas.
- Desarrollo de planes de evacuación y protección de la población en caso de accidentes nucleares, en coordinación con las autoridades locales y nacionales, para garantizar una respuesta eficiente y ordenada en caso de emergencia.
- Fortalecimiento de la cooperación internacional y el intercambio de información entre los organismos reguladores y las centrales nucleares de diferentes países, para compartir experiencias y mejorar las prácticas de seguridad a nivel mundial.

Estas mejoras y lecciones aprendidas del accidente de Fukushima han permitido incrementar la seguridad de las centrales nucleares españolas y de otros países, reduciendo aún más los riesgos asociados al uso de la energía nuclear y garantizando una mayor protección para las personas y el medio ambiente.

2.1.3 ACCIDENTE DE THREE MILE ISLAND

La central nuclear de TMI está situada en Harrisburg, Pensilvania, Estados Unidos. Esta central está compuesta por dos reactores de agua a presión (PWR). El 28 de marzo de 1979, a las 4 a.m., un accidente tuvo lugar en la planta de TMI cuando el reactor operaba al 97% de su potencia [21]. Un fallo en el circuito secundario detuvo automáticamente la turbina, pero el reactor siguió funcionando. Aunque las bombas auxiliares de agua debían haberse activado para llevar agua a los generadores de vapor que enfrían el reactor, un error de alineamiento mantuvo las válvulas de aislamiento cerradas.

Esta situación provocó que los generadores de vapor se secaran, aumentando la temperatura y presión en el circuito primario y provocando la parada automática del reactor. Las válvulas de alivio se abrieron automáticamente para reducir la presión. Al reducirse la presión, una de ellas no cerró correctamente y no se indicó en la sala de control.

Para compensar la pérdida de presión, se activó la inyección de seguridad, bombeando agua a alta presión en el circuito primario. Sin embargo, los operadores desconocían la válvula de alivio abierta y detuvieron la inyección al observar que el depósito parecía lleno. Esto resultó en que el núcleo del reactor quedará parcialmente expuesto, provocando el derretimiento de aproximadamente la mitad del núcleo.

Al cerrar otra válvula y reanudar la inyección de seguridad, los operadores lograron enfriar el núcleo nuevamente durante la tarde. A raíz del incidente, una reacción química produjo una cantidad significativa de hidrógeno. Los operadores liberaron esta burbuja de hidrógeno del 30 de marzo al 1 de abril abriendo periódicamente una válvula de venteo del circuito primario. Se evitó una posible explosión.

El reactor alcanzó un estado de parada fría el 27 de abril, con el agua a menos de 100°C y presión atmosférica. Tiempo después, en julio de 1984, se retiró la tapa del reactor, revelando que al menos el 45% del núcleo se había derretido, pero la vasija no resultó dañada. En última instancia, se evitó la liberación de contaminación radiactiva al mantener la integridad del edificio de contención.

Para evaluar posibles efectos en la salud por el accidente, el departamento de salud de Pensilvania monitoreó la salud de más de 30.000 personas que vivían dentro de un radio de 8 km. El programa se suspendió después de 18 años al no encontrar evidencia de efectos inusuales en la salud. Organismos independientes también evaluaron posibles efectos adversos en la salud de los habitantes, pero todos los estudios no encontraron evidencias de tales efectos.

2.1.3.1 MEJORAS EN LAS CENTRALES NUCLEARES TRAS EL ACCIDENTE

El accidente de TMI tuvo un gran impacto en la industria nuclear, debido a que se trataba del primer accidente grave que ocurría en un reactor nuclear. Las lecciones que se aprendieron tras el accidente derivaron en mejoras en la seguridad de las plantas nucleares. Estas fueron algunas de las mejoras introducidas:

- Creación del INPO [22].
- Creación de guías de gestión de accidentes severos [23].
- Introducción del análisis probabilista de seguridad APS [24].
- Mejoras en los diseños de la sala de control, introducción de nueva instrumentación para detectar condiciones de núcleo degradadas, mejor entrenamiento de los operadores del reactor [25].
- Mejora de los procedimientos de operaciones de emergencias (POE) [25].

2.2 IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE DE LA ENERGÍA NUCLEAR

2.2.1 INFORME TECHNICAL ASSESMENT OF NUCLEAR ENERGY

Otro argumento que se suele utilizar para rechazar la tecnología nuclear es su impacto contra el medio ambiente. La comisión europea evaluó el impacto ecológico de diferentes tecnologías generadoras de electricidad, durante todo el ciclo de su vida útil, en diferentes marcadores ecológicos a través del informe Technical assesment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation.

El primero de ellos son las emisiones de efecto invernadero a lo largo de la vida útil de diferentes tecnologías generadoras de electricidad. Los datos incluyen no solo su funcionamiento, sino su construcción. En los datos que arroja el informe se observa que las centrales nucleares, con datos parecidos a generación eólica e hidroeléctrica, es una de las mejores paradas en este sentido con 28 toneladas de CO₂ equivalentes por cada gigavatio hora producido [26].

Figure 3.2-6. Lifecycle GHG emissions intensity of electricity generation technologies

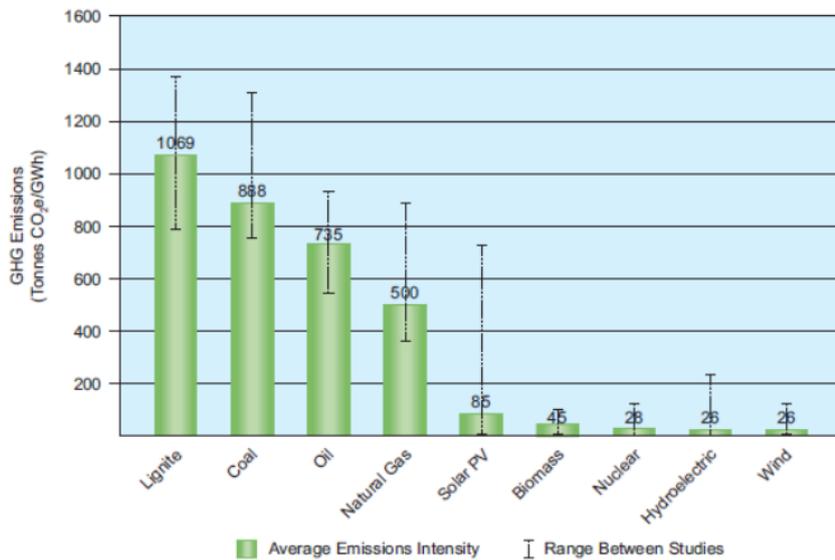


Figura 2. 2 Emisiones de efecto invernadero de diferentes tecnologías generadoras de electricidad en su ciclo de vida [26].

Otro marcador ecológico que recoge el informe son las emisiones de SO_x y NO_x dentro de todo el ciclo de vida de diferentes tecnologías de generación de electricidad. Las centrales nucleares, basadas en datos de reactores de segunda generación, junto con la generación eólica y la hidroeléctrica tienen unos valores muy bajos en comparación con combustibles de origen fósil [26].

Figure 3.2-8. Cumulative lifecycle emissions of NO_x and SO₂ per unit of energy generated for current heat and electricity supply technologies³²

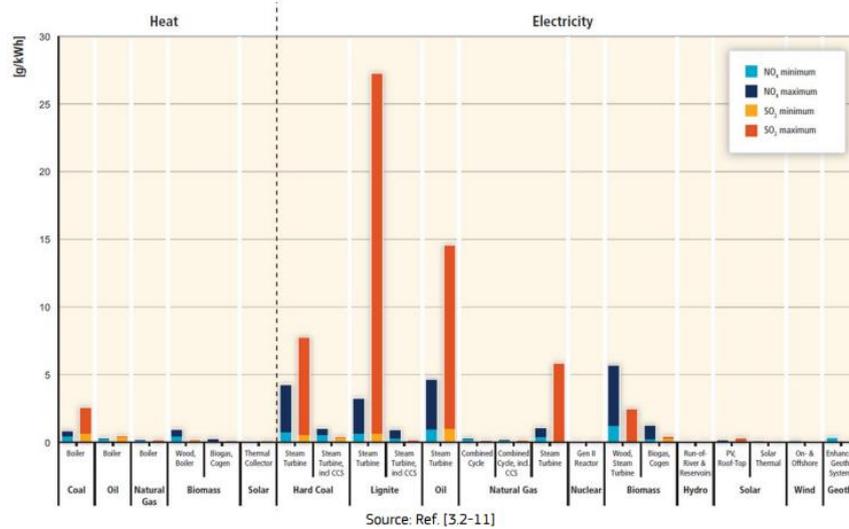


Figura 2.3 Emisiones de NO_x y SO₂ en el ciclo de vida de distintas tecnologías generadoras de electricidad [26].

El informe recoge los datos de Stamford & Azapagic, Treyer & Bauer y los datos de Poinssot para las nucleares exclusivamente, del potencial de acidificación y de eutrofización dentro del ciclo de uso de diferentes tecnologías generadoras de electricidad. El potencial de acidificación hace referencia a los compuestos precursores de la lluvia ácida. Entre los compuestos precursores de la lluvia ácida se incluyen óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de nitrógeno (NO), dióxido de nitrógeno (N₂O), y dióxido de sulfuro (SO₂). Aunque normalmente se representa por gramos de SO₂ equivalentes por kilovatio hora de electricidad generada (g SO₂-eq/kWhe).

La eutrofización es el aumento de la concentración de fósforos, nitrógenos, otros minerales y nutrientes de ecosistemas acuáticos que dan como resultado un excesivo crecimiento de las algas de dichos ecosistemas que agotan el oxígeno de estos ecosistemas acuáticos. El potencial de eutrofización está expresado en gramos de fosfato equivalentes por kilovatio hora de electricidad generado (g P₀₄₃-eq/kWhe).

En ambas gráficas se puede observar que las centrales nucleares son las que mejor resultado dan [26]. Tan solo en el potencial de eutrofización marina peores resultados que el gas y las renovables, aunque en comparación con los resultados del carbón tanto los resultados del gas, como de las nucleares y las renovables son bajos [26].

Figure 3.2-9. Acidification and Eutrophication potentials of electricity generation technologies

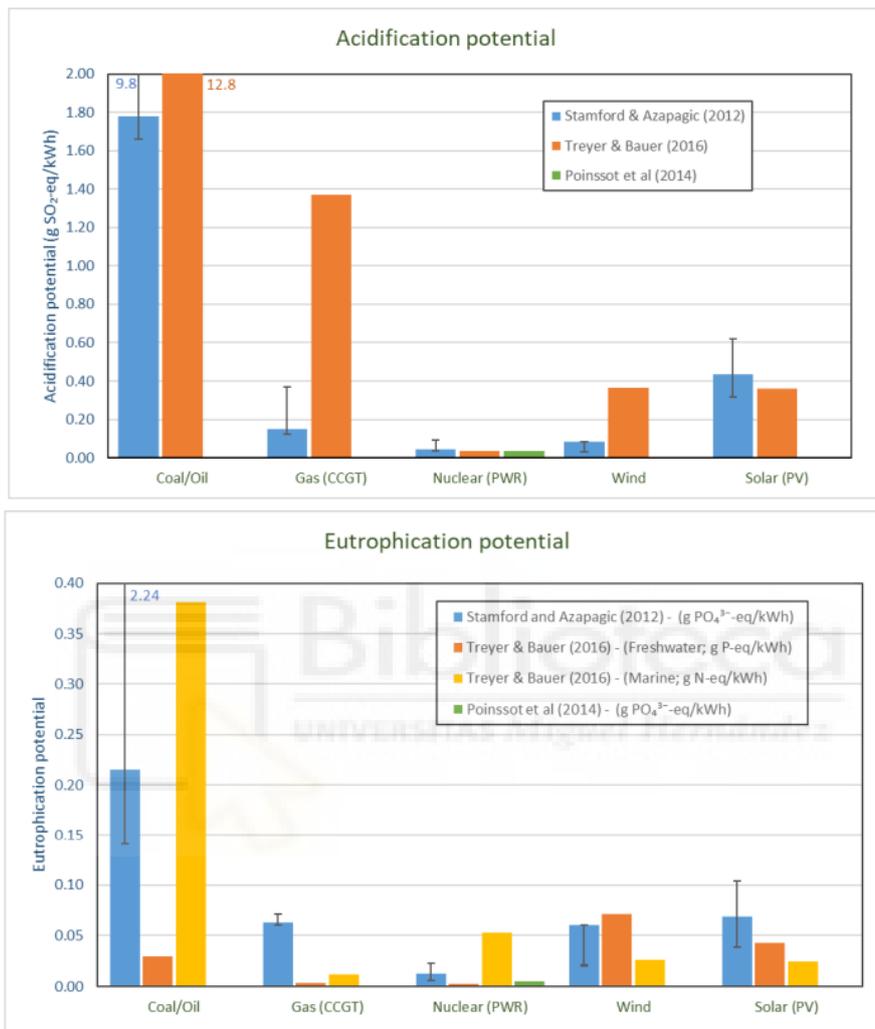


Figura 2.4 Potencial acidificador y de eutrofización de diferentes tecnologías de generación eléctrica [26].

El informe también recoge datos de otras publicaciones en referencia al potencial agotador abiótico de la nuclear comparadas con otras formas de generación de electricidad. El potencial agotador abiótico hace referencia al uso de recursos naturales no vivos tales como, minerales, metales y energía fósil. Cuanto mejor valor de potencial agotador mejor.

Los valores obtenidos procedentes del estudio de Staford & Azapagic miden el potencial agotador de minerales metálicos y no metálicos. Los datos de NEEDS y Treyer & Bauer hacen referencia solo a minerales metálicos.

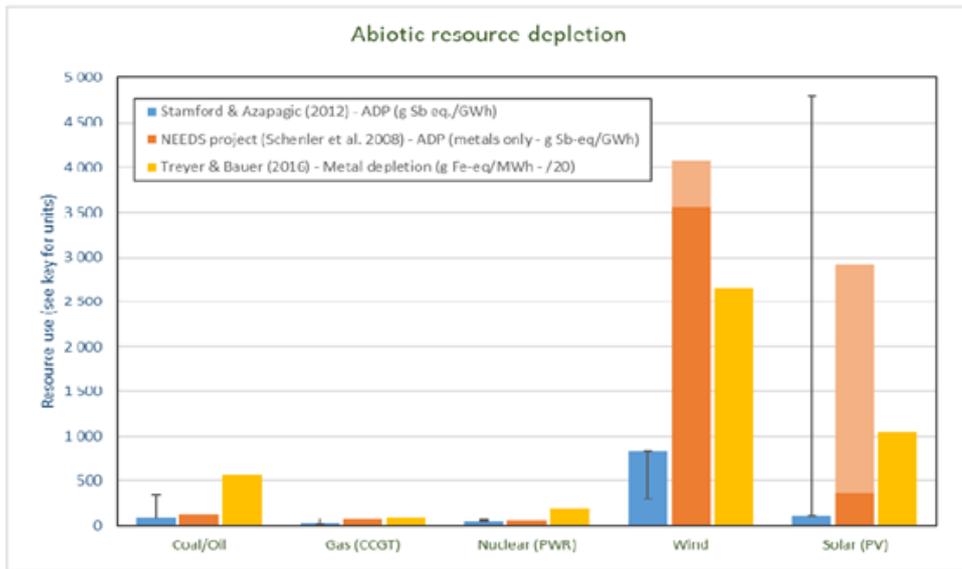


Figura 2.5 Potencial agotador abiótico de distintas tecnologías generadoras de electricidad [26].

Los estudios de Stamford & Azapagic, NEEDS Y Treyer & Bauer también hacen referencia al potencial agotador de combustibles fósiles. En ambas gráficas la nuclear sale bien parada siendo de las mejores opciones en este apartado [26].

Figure 3.2-13. Use of fossil fuels

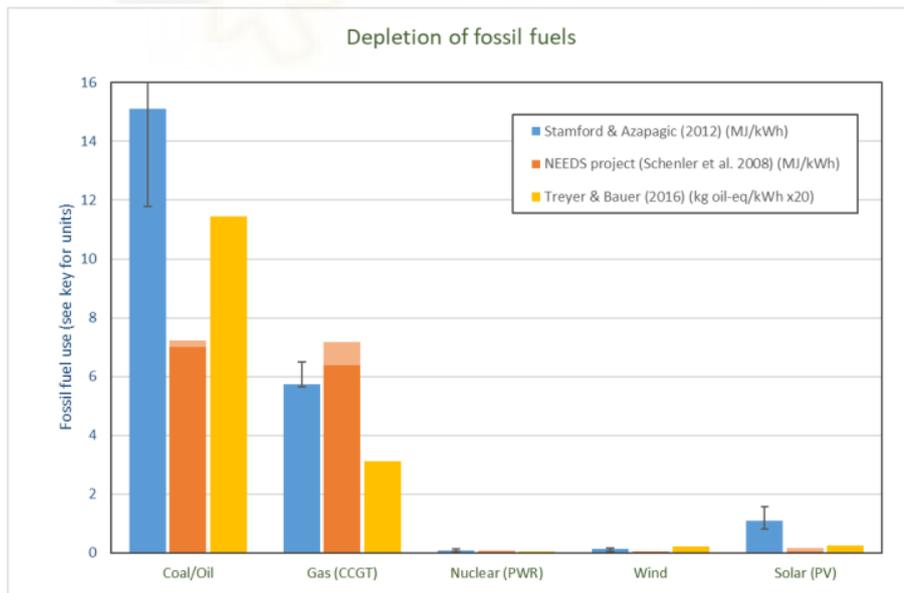


Figura 2.6 Potencial agotador de combustibles fósiles de distintas tecnologías generadoras de electricidad [26].

Dentro del informe se pueden encontrar datos de diferentes estudios con relación a la tierra ocupada de diferentes tecnologías. Nuevamente, la energía nuclear queda bien parada, siendo las mejores en este apartado. Destacan negativamente en este apartado el carbón y la energía solar que es la segunda peor opción en este apartado [26].

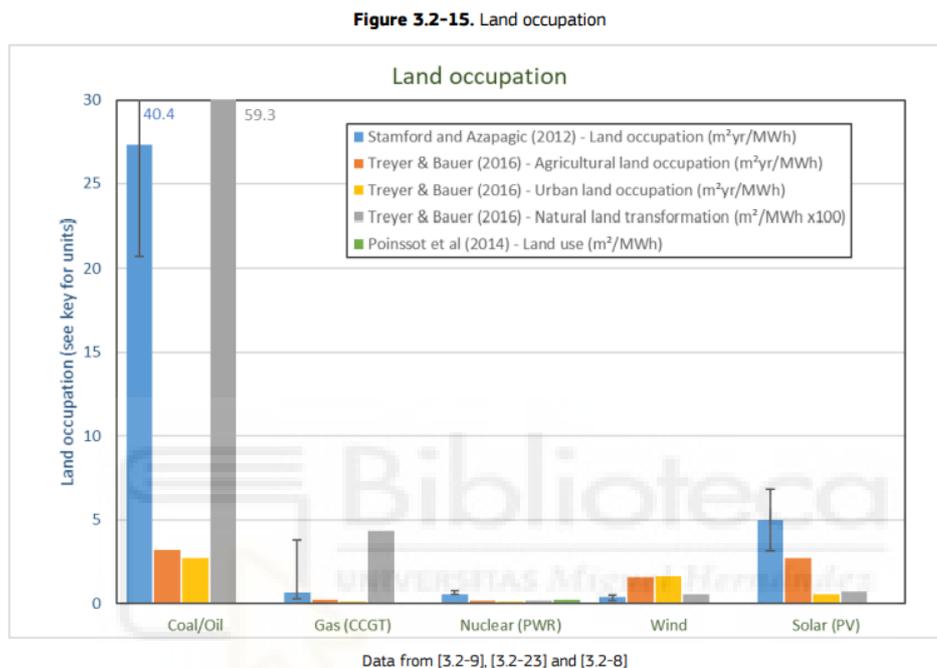


Figura 2.7 Ocupación de terreno para distintas formas de generar electricidad [26].

Dentro del apartado de desechos diferencia entre desechos químicos y residuos radiactivos medidos en metros cúbicos por kilovatio hora de energía eléctrica producida. En el apartado de desechos químicos la energía nuclear se observa los pocos desechos que genera con relación a las otras tecnologías que aparecen en el gráfico [26].

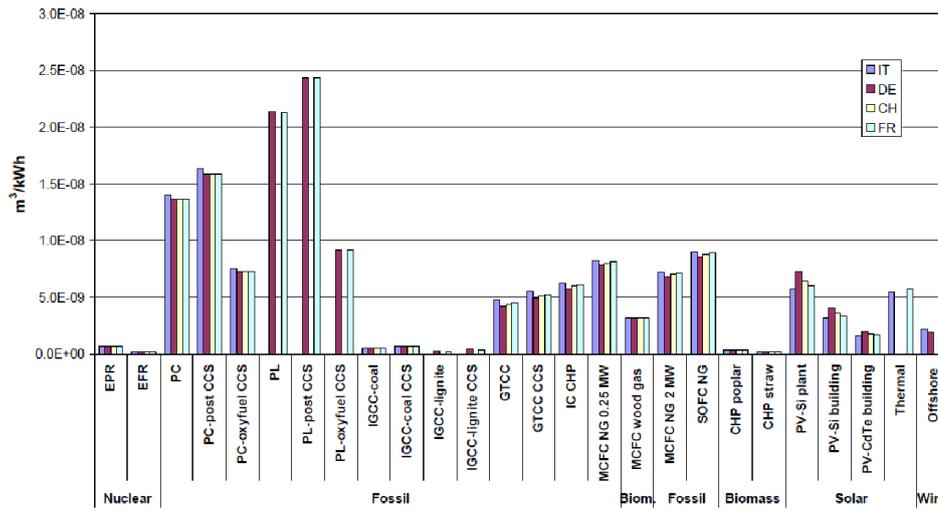


Figura 2.8 Generación de residuos químicos de distintas tecnologías de generación eléctrica [26].

No se puede decir lo mismo de los residuos radiactivos, que son de largo la tecnología que mayores residuos radiactivos generan [26]. Dentro de la tecnología nuclear se encuentran notables diferencias de generación de residuos radiactivos entre los reactores europeos de agua presurizada (EPR) y los reactores europeos rápidos (EFR). [26]

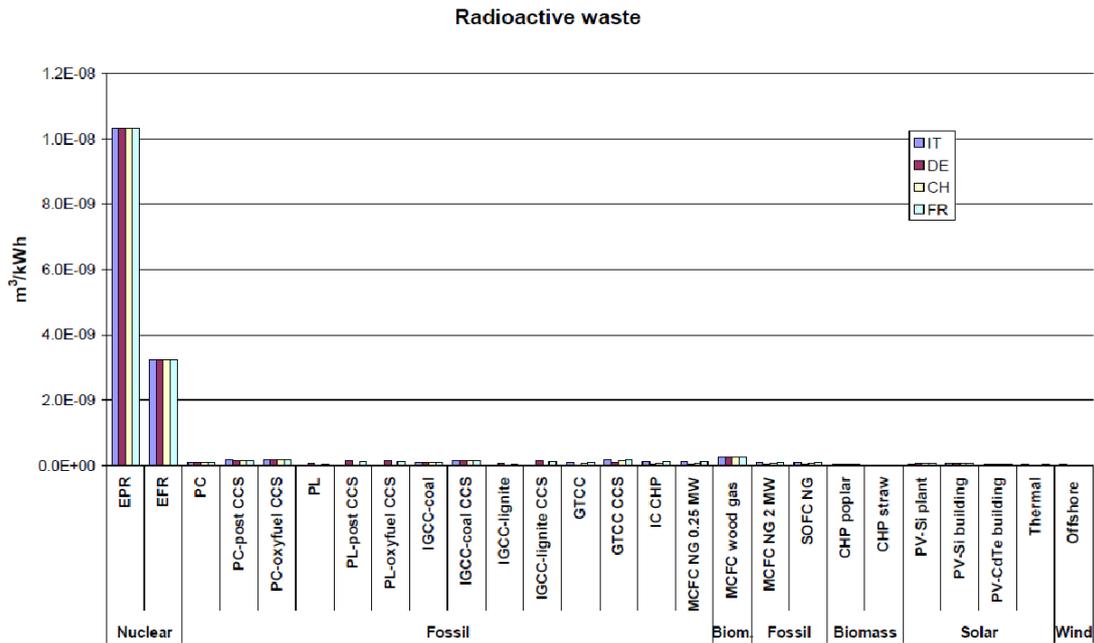


Figura 2.9 Generación de residuos radiactivos de distintas tecnologías de generación eléctrica [26].

En el marcador de daño de a la salud de los humanos es el resultado de la medición en unidades DALYs (Disability Adjusted Life Years = años de vida perdidos + años de vida con una discapacidad) por gigavatio hora generado, con la excepción del estudio de Hirschberg que utiliza las unidades YOLLs (Años de vida perdidos) por gigavatio hora generado. Los datos del gráfico muestran que el impacto en la salud humana de la energía nuclear es bajo comparado con el resto de las tecnologías, especialmente las de origen fósil [26].

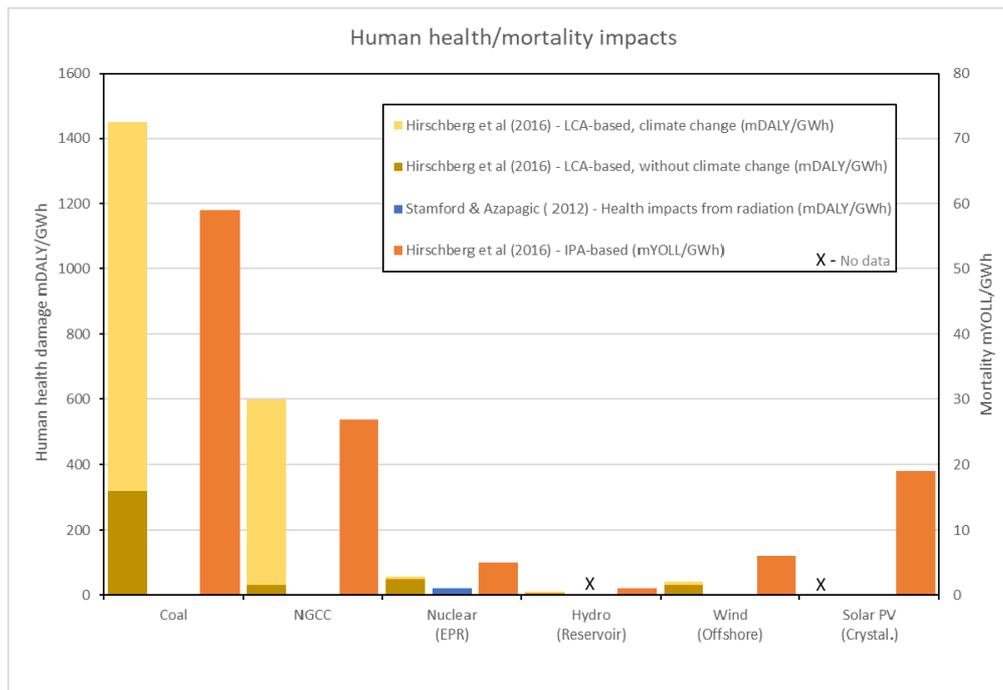


Figura 2.10 Impacto en la salud humana de distintas formas de generar electricidad [26].

El último indicador que recoge en el informe son los datos de impacto en la biodiversidad por tierra usada del proyecto NEEDS. El indicador calcula la pérdida de fauna y flora por el uso de tierra. El dato está calculado en base a la fracción potencialmente desaparecida de especies en un metro cuadrado por unidad de electricidad generada.

El impacto generado es bajo tanto en nucleares, como en eólica y solar fotovoltaica en paneles de telurio de cadmio. La diferencia es significativa si se compara con la generación fósil y los paneles fotovoltaicos de silicio.

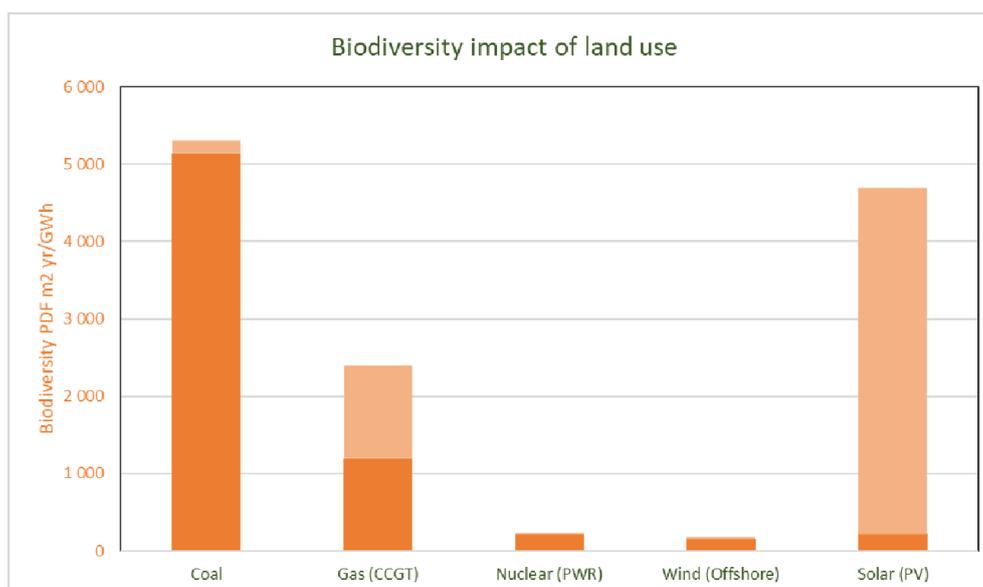


Figura 2.11 Impacto en la biodiversidad por tierra usada [26].

En base a la información presentada, el informe concluye que el daño al medio ambiente y a la vida humana es más bajo que otras tecnologías de origen fósil y tan buenas, o mejor en algunos casos, que las tecnologías renovables [26]. El informe también concluye que no hay evidencia de que las centrales nucleares presente peligro a la biodiversidad [26].

2.2.2 GESTIÓN DE LOS RESIDUOS RADIATIVOS

La generación de residuos radiactivos es uno de los mayores problemas que tienen las centrales nucleares [26], siendo la tecnología de generación de electricidad que más residuos de este tipo genera. Los residuos radiactivos tienen la particularidad de que no pueden ser destruidos, al menos con la tecnología de la que se dispone actualmente; su gestión pasa por su neutralización, que se produce por desintegración hasta que sus isótopos encuentran la estabilidad.

La gestión de este tipo de residuos es clave a la hora de garantizar que no se produzcan daños a la fauna y flora, y a los humanos. Debido a esto, la gestión de los residuos radiactivos comprende todas las etapas desde su generación hasta su almacenaje, temporal o definitivo según sea el caso, desde un punto de vista técnico y administrativo.

En el caso concreto del territorio español, los residuos radiactivos se clasifican de la siguiente manera, según hace referencia en los sucesivos informes nacionales sobre la Convención para la Seguridad de la Gestión del Combustible Gastado y de los Residuos Radiactivos (Convención Conjunta) [27]:

- Residuos de muy baja actividad (vida corta y media).
- Residuos de muy baja actividad (vida larga).
- Residuos de baja y media actividad (vida corta y media).
- Residuos de baja y media actividad (vida larga).
- Residuos de alta actividad.

La categorización considera la actividad inicial de los desechos y el tiempo de semidesintegración de los radionucleidos predominantes, los cuales pueden tener una vida corta y media (menos de 30 años) o una vida larga cuando su periodo de semidesintegración excede dicho valor.

En la siguiente tabla se muestra la clasificación de los residuos radiactivos que se realiza en España incluyendo su gestión:

Tabla 2.1 Clasificación de residuos radiactivos [27].

Actividad	Periodo de semidesintegración	
	Vida corta y media Tiempo < 30 años	Vida larga Tiempo > 30 años
Muy baja (RBBA)	Almacenamiento en superficie existente: "EL CABIRL"	Estabilización "in situ" en emplazamientos mineros
Baja y media (RMBA)	Almacenamiento en superficie existente: "EL CABIRL"	Previsto en (ATC)
Alta (RAA)	Almacenamiento in situ, incluso con Almacenes Temporales Previsto en Almacén Temporal Centralizado (ATC) en superficie	

Los residuos radiactivos de baja y media actividad (vida corta y media) se caracterizan por tener una actividad principalmente debido a la presencia de radionucleidos con periodos de semidesintegración cortos o medios (menores a 30 años), y un contenido limitado y muy bajo de radionucleidos de vida larga.

Los residuos radiactivos de muy baja actividad (vida corta y media) pueden considerarse como un subgrupo de los anteriores, con concentraciones de actividad que oscilan entre 10 y 1000 Bq/g [27]. En España, desde 2008, se ha implementado una gestión diferenciada con sistemas de almacenamiento final adecuados al riesgo radiológico que representan [27].

Los residuos radiactivos de muy baja actividad de vida larga generados en España provienen de actividades mineras y de producción de concentrados de uranio, conteniendo radionucleidos de las cadenas de desintegración del uranio (238) y torio (232), con periodos de semidesintegración generalmente muy elevados. La gestión de este tipo de residuos en

España se realiza mediante apilamiento y estabilización in situ en las propias instalaciones productoras.

Los residuos radiactivos de alta actividad incluyen aquellos con emisores alfa de vida larga y periodos de semidesintegración mayores a 30 años en concentraciones considerables, capaces de generar calor debido a la desintegración radiactiva, ya que su actividad específica es alta. El principal ejemplo de estos residuos es el combustible nuclear gastado extraído de los reactores nucleares. Además, para fines de gestión integral, se incluyen también aquellos residuos de media actividad que, por sus características, no pueden ser gestionados de manera definitiva en las condiciones establecidas para "El Cabril" y requieren instalaciones específicas. La solución temporal para este conjunto de residuos radiactivos será su almacenamiento en el Almacén Temporal Centralizado (ATC).

En lo que comprende la gestión de residuos de alta actividad, según el consejo de seguridad nuclear español, una vez que el combustible ha sido retirado del reactor, el combustible nuclear usado se almacena en depósitos de agua durante al menos cinco años [28]. Estos depósitos están ubicados en el mismo edificio que el reactor. Los depósitos están contruidos con hormigón armado y las paredes de acero soldado para evitar fugas y cualquier situación adversa que pueda darse.

El agua de los depósitos se utiliza para refrigerar el combustible y proporciona una barrera biológica eficaz contra la radiación [28]. Las piscinas cuentan con detectores de fugas, sistemas de refrigeración y de purificación del agua, e instrumentación de la temperatura. Una vez que el combustible ha sido enfriado, se considera desecho y puede ser transportado y almacenado en lugares adecuados [28].

Estos lugares pueden ser o bien dentro del propio emplazamiento de la central nuclear, lo que se denomina Almacén Temporal Individualizado (ATI) o en un almacén diseñado para albergar combustible usado de varias o todas las centrales del mismo país. A este tipo de almacén se le denomina Almacén Temporal Central (ATC) [29].

Este tipo de edificios cuentan con una estructura de hormigón que garantiza el blindaje necesario contra la radiación y la seguridad en caso de intrusiones no autorizadas. Se ubican en un emplazamiento seguro con vallas perimetrales de seguridad. El uso de bóvedas en este tipo de instalaciones o cámaras permite el almacenamiento de una mayor cantidad de residuos radiactivos, reduciendo así el coste de su almacenaje [29]. Es este el motivo por lo que la opción del ATC suele ser la más utilizada.

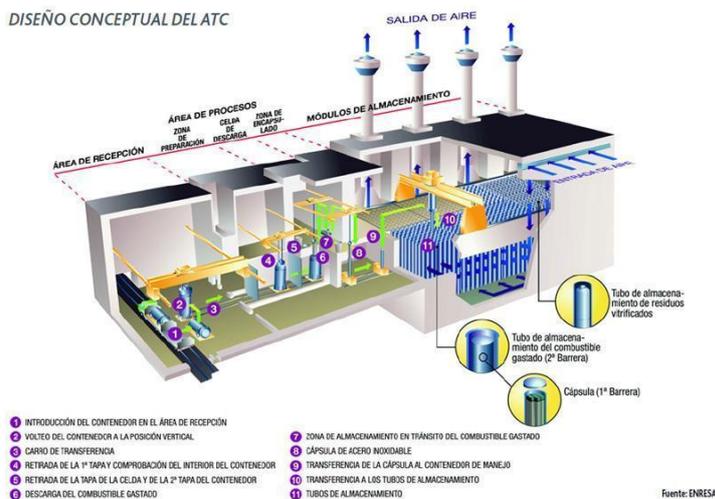


Figura 2.12 Esquema de un ATC [29].

Después de años de investigación y experiencia, la comunidad técnica internacional ha concluido que el almacenamiento temporal del combustible irradiado es seguro y viable por un mínimo de 50 años. Sin embargo, se requieren medidas de seguridad estrictas y supervisión constante para garantizar que la actividad se mantenga confinada y que los elementos combustibles puedan recuperarse al final del período de almacenamiento temporal. A pesar de su viabilidad, esta solución temporal no se considera definitiva y no puede extenderse indefinidamente.

Una vez finalizado el periodo de tiempo en los almacenes temporales, la última etapa de los residuos irradiados o de alta actividad vitrificados es su alojamiento definitivo en unas instalaciones definitivas [30]. El consenso internacional respecto al tipo de instalaciones son los almacenes geológicos profundos. Este tipo de almacenes deben albergarse a una profundidad comprendida de entre 250 y 1000 metros y combinan una mezcla de barreras naturales, como roca, arcilla o sal, junto con barreras de ingeniería en su diseño [31]. Las barreras naturales han de ser las que proporcionan la propia ubicación escogida para el almacén y los materiales de las barreras tecnológicas han de cumplir con los requisitos requeridos de protección. La ubicación escogida ha de haber sido geológicamente estable durante 10.000 años. Otro aspecto destacado del diseño de estos almacenes es que, una vez cerrados, las futuras generaciones no tendrán la responsabilidad de administrar ni la instalación ni los desechos que contienen, evitando también el costo económico asociado.

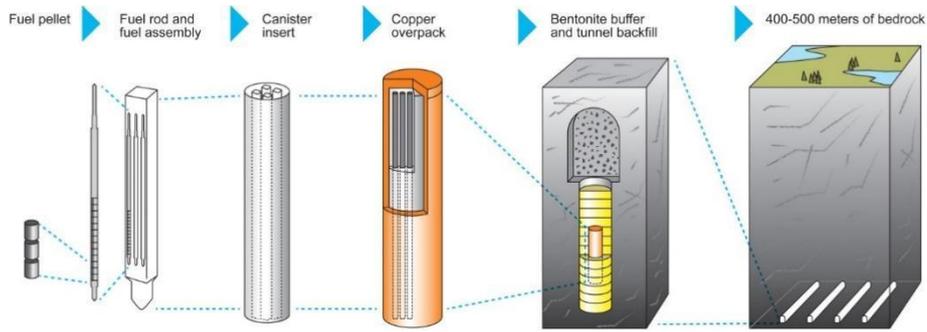


Figura 2.13 Esquema de un almacén geológico profundo [31].

Este tipo de almacenes es la opción escogida de varios países como Estados Unidos, Finlandia o Francia. También España ha escogido esta forma de almacenar los residuos que ahora mismo se encuentran en los ATI o ATC, y está recogida en el séptimo plan general de residuos radiactivos.

2.3 DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLE

A través del informe técnico Uranium – Resources, Production and Demand, elaborado cada dos años conjuntamente con la Agencia para la Energía Nuclear (AEN) de la OCDE y el Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA), determinan la disponibilidad de uranio como combustible para reactores nucleares en función de la demanda.

El último informe data de 2022 en el determina que de continuar la demanda actual (60.000 toneladas de Uranio [32]), con las reservas aseguradas e inferidas la disponibilidad del uranio está asegurado para más de 130 años [32]. De explorar todos los recursos convencionales de uranio este periodo se extendería hasta los 250 años [32].

Dentro del informe espera que la demanda pueda incrementarse, alegando que el desarrollo de los nuevos reactores modulares pueda ser un factor que pueda incrementar la demanda. Bajo la premisa de demanda futura, el informe establece varios escenarios. El escenario más bajo de aumento de demanda determina que se consumiría alrededor del 20% de las reservas disponibles de uranio con un coste de extracción inferior a 130 dólares el kilogramo de uranio (revisar si es coste de extracción o coste de combustible) para 2040 [32]. Para un coste de extracción inferior a 260 dólares, las reservas se reducirían un 15%. Dentro del escenario donde más aumenta la demanda, se consumirían alrededor del 26% de las reservas disponibles por un precio inferior de extracción de 130 dólares el kilo de uranio para 2040 (20). A su vez, las reservas de uranio, con un coste de extracción de 260 dólares el kilogramo, se detraerían un 20% [32].

2.3.2 REUTILIZACIÓN DE COMBUSTIBLE USADO

Existen también formas alternativas de conseguir combustible para los reactores. Uno de ellos es reutilizar los residuos radiactivos generados por las propias centrales nucleares. Es una técnica utilizada desde hace tiempo por otros países como Rusia o Japón, que tienen protocolos para la reutilización del combustible nuclear usado. El principal objetivo que ha tenido esta práctica es la de recuperar el plutonio y el uranio no fisionados en los elementos de combustible usados, para cerrar así el ciclo de combustible y obtener alrededor de entre un 25% y un 30% más de energía del uranio original. Otro motivo, aunque más secundario, es la de reducir el volumen de material radiactivo desechable en una quinta parte.

Con la irrupción de reactores de 4ª generación, el aprovechamiento mejora, hasta tal punto que aprovechan la totalidad del combustible utilizado hasta la fecha por los reactores y el uranio empobrecido.

Hasta la fecha, se han utilizado 100.000 toneladas de combustible usado de reactores comerciales. La capacidad anual global de reprocesamiento es de casi 4.000 toneladas/año [32].

(tonnes per year)

LWR fuel	France, La Hague	1700
	Russia, Ozersk (Mayak)	400
	Japan (Rokkasho)	800*
	Total LWR (approx)	2100
Other nuclear fuels	UK, Sellafield (Magnox)	1500
	India (PHWR, 4 plants)	260
	Total other (approx)	1760
Total civil capacity		3860

Figura 2.15 Capacidad global de reprocesamiento de combustible nuclear usado.

Otra fuente alternativa sería obtenerlo del mar. En el mar se encuentra disuelto uranio en baja concentración (3-4 partes por millón) y se estima que la cantidad total de uranio es de 4.000 millones de toneladas de uranio [33]. Dicha cantidad supera en 500 veces la cantidad de uranio disponible en la corteza terrestre. Aunque a día de hoy su extracción no es rentable, ya que existen métodos más económicos, hay países trabajando en hacerlo económicamente viable.

En resumen, aunque actualmente las reservas de uranio convencionales son suficientes para satisfacer la demanda durante más de un siglo, existen también formas alternativas de obtener uranio, como la reutilización de combustible usado y la extracción del uranio del agua de mar. La investigación y el desarrollo de tecnologías más eficientes y rentables en

estos campos podrían asegurar la disponibilidad de uranio para la generación de energía nuclear en el futuro a largo plazo.

2.4 AVANCES EN LA ENERGÍA NUCLEAR

2.4.1 REACTORES SMR

Entre las innovaciones recientes en el campo de la energía nuclear, destacan los SMR. Los SMR son un tipo de reactor nuclear cuya potencia puede alcanzar hasta los 470 MWe. Su principal innovación frente a los reactores convencionales radica en su reducido tamaño, lo que permite su construcción en fábrica y su posterior traslado mediante un medio de transporte.

Dado que pueden ser construidos en fábricas, estos reactores pueden ser fabricados en serie y beneficiarse de economías de escala en su producción, logrando así una reducción de costes [33]. Además, sus tiempos de construcción son significativamente menores en comparación con los reactores convencionales.

En términos de seguridad, estos dispositivos cuentan con sistemas pasivos de seguridad que permiten que no sea necesaria la intervención humana ni la alimentación externa. Este aspecto es crucial para mantener la seguridad de los reactores, tal como se evidenció en el incidente de Fukushima, donde los dispositivos de seguridad fallaron debido a cortes de electricidad.

Actualmente, hay más de 70 proyectos de esta tipología de reactor en desarrollo [34]. Uno de ellos es el reactor que está desarrollando Rolls Royce, capaz de ofrecer 470 MWe con un coste de alrededor de 2000 millones de euros. El fabricante espera que su coste se reduzca a partir del sexto reactor construido. Esta diferencia de precio es significativa si se compara con las centrales nucleares convencionales.

Ya existe un reactor de esta tipología en funcionamiento: se trata de la única central flotante, Akademik Lomonosov, desarrollada por Rosatom y compuesta por dos reactores de 35 MWe. Su construcción comenzó en el astillero de Severodvinsk en 2007 y en 2019 zarpó del puerto de Murmansk hacia Chukotka a través del Océano Ártico [33], recorriendo aproximadamente 4700 km. En la actualidad, está proporcionando energía eléctrica y agua caliente a la región de Chukotka [33].



Figura 2.16 Planta Nuclear flotante Akademik LomosoV en Pevek.

2.4.2 REACTORES DE 4ª GENERACIÓN

Otra gran innovación dentro del sector nuclear han sido los reactores de 4ª generación. Este tipo de reactor comenzó a gestarse en 2000 cuando se fundó el foro internacional de la 4ª generación (GIF). Actualmente el GIF representa los gobiernos de 13 países (Argentina, Australia, Brasil, Canadá, China, Euroatom, Francia, Japón, Corea del Sur, Rusia, Sudáfrica, Suiza, Reino Unido y Estados Unidos). Tras dos años de deliberación se presentaron 6 tecnologías de reactores que representaban el futuro de la energía nuclear. Tres de los reactores son de neutrones rápidos, uno puede operar como reactor rápido y los dos restantes actúan como reactores lentos.

Generation IV reactor designs under development by GIF

	Neutron spectrum (fast/thermal)	Coolant	Temperature (°C)	Pressure*	Fuel	Fuel cycle	Size (MWe)	Use
Gas-cooled fast reactors	fast	helium	850	high	U-238 +	closed, on site	1200	electricity & hydrogen
Lead-cooled fast reactors	fast	lead or Pb-Bi	480-570	low	U-238 +	closed, regional	20-180** 300-1200 600-1000	electricity & hydrogen
Molten salt fast reactors	fast	fluoride salts	700-800	low	UF in salt	closed	1000	electricity & hydrogen
Molten salt reactor - advanced high-temperature reactors	thermal	fluoride salts	750-1000		UO ₂ particles in prism	open	1000-1500	hydrogen
Sodium-cooled fast reactors	fast	sodium	500-550	low	U-238 & MOX	closed	50-150 600-1500	electricity
Supercritical water-cooled reactors	thermal or fast	water	510-625	very high	UO ₂	open (thermal) closed (fast)	300-700 1000-1500	electricity
Very high temperature gas reactors	thermal	helium	900-1000	high	UO ₂ prism or pebbles	open	250-300	hydrogen & electricity

* high = 7-15 MPa

+ = with some U-235 or Pu-239

** 'battery' model with long cassette core life (15-20 yr) or replaceable reactor module.

Figura 2.17 Diseño de reactores de 4ª generación en desarrollo [35].

Reactor Rápido Refrigerado por Sodio (SFR): Este tipo de reactor utiliza sodio líquido como refrigerante, permitiendo una alta densidad de potencia. Se basa en tecnología experimentada durante cinco décadas en ocho países. Utiliza uranio empobrecido como combustible y puede alcanzar temperaturas de 500-550°C. Rusia es el país más avanzado en este tipo de reactores.

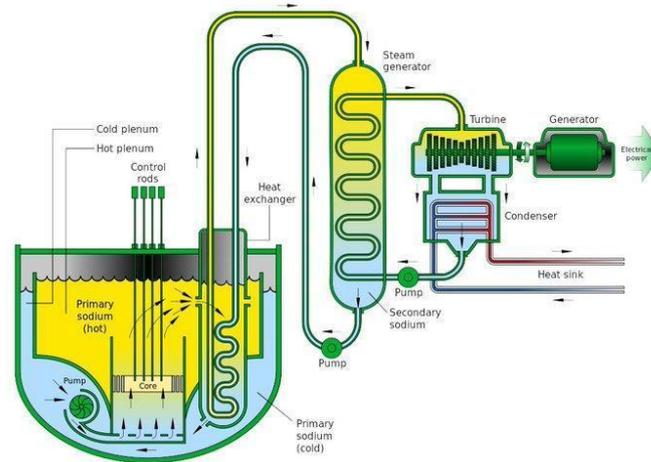


Figura 2.18 Esquema del reactor SFR [35].

Reactor Rápido Refrigerado por Plomo (LFR): Este reactor puede usar uranio empobrecido o torio como combustible y puede reciclar los residuos de los reactores actuales. El enfriamiento se realiza a presión atmosférica por convección natural. Puede alcanzar temperaturas de funcionamiento de hasta 800°C con materiales avanzados.

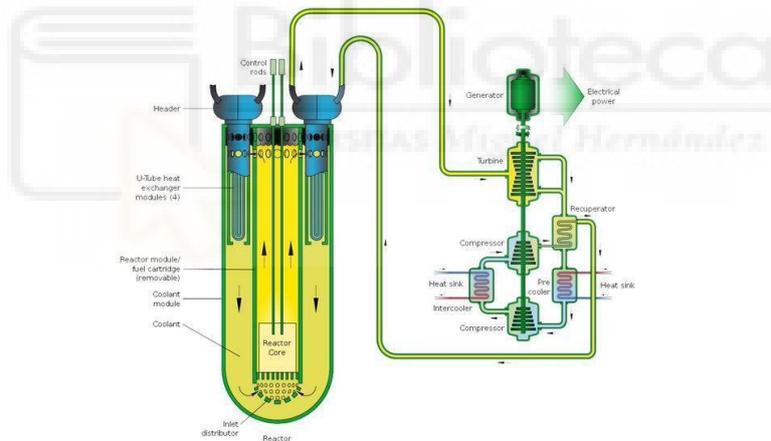


Figura 2.19 Esquema del reactor LFR [35].

Reactor Supercrítico Refrigerado por Agua (SCWR): Este tipo de reactor opera por encima del punto crítico del agua para proporcionar una eficiencia térmica superior a los reactores de agua ligera actuales. El agua supercrítica impulsa directamente la turbina, simplificando la planta. Se basa en la experiencia de los reactores de agua en ebullición y en centrales de combustibles fósiles.

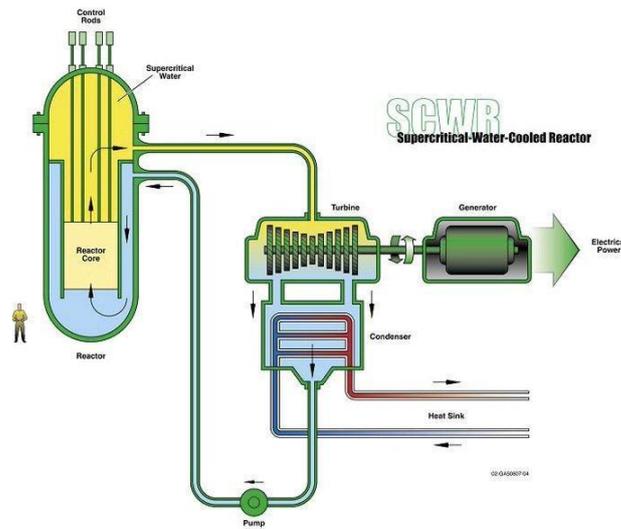


Figura 2.20 Esquema del reactor SCWR [35].

Reactor de Gas a Muy Alta Temperatura (VHTR): Este reactor está refrigerado por helio y moderado con grafito. Puede alcanzar temperaturas de salida de más de 900°C. El combustible está en forma de partículas TRISO, rodeadas por capas de carbono y carburo de silicio, lo que ofrece una contención para productos de fisión.

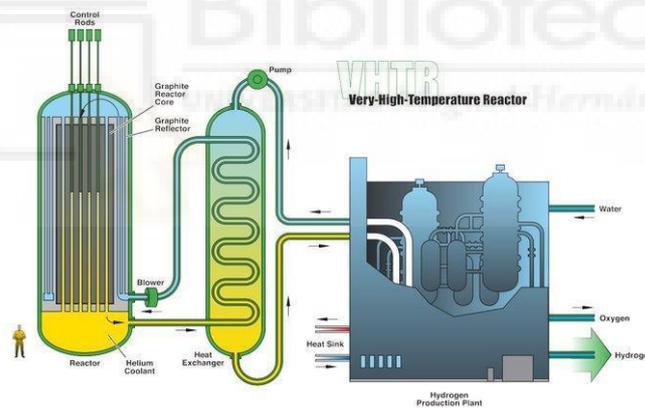


Figura 2.21 Esquema del reactor VHTR [35].

Reactor de Sales Fundidas (MSR): Existen dos variantes de este tipo de reactor, uno con material fisible disuelto en forma de sal de combustible en el agua de circulación y el otro con combustible de partículas sólidas en grafito y la sal funcionando solo como refrigerante. La temperatura del refrigerante es de 700°C a muy baja presión.

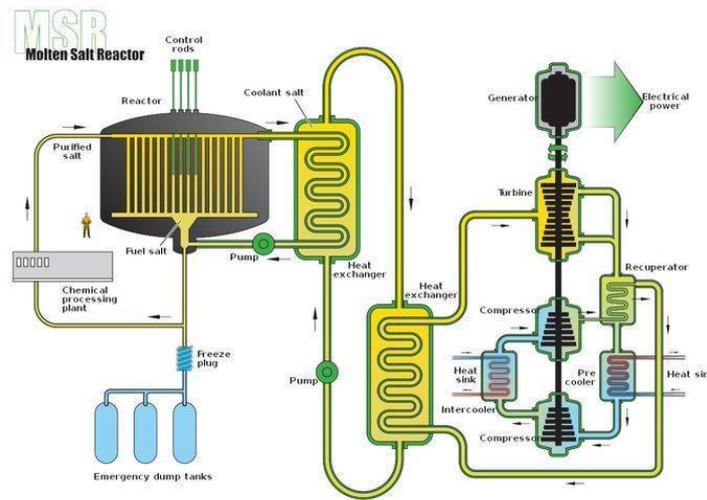


Figura 2.22 Esquema del reactor MSR [35].

Reactor Rápido Refrigerado por Gas (GFR): Estos reactores serán unidades de alta temperatura, hasta 850°C. Emplean una tecnología similar al VHTR, adecuada para la generación de energía y la producción de hidrógeno termoquímico. El combustible usado se reprocessaría en la propia central y todos los actínidos se reciclarían repetidamente.

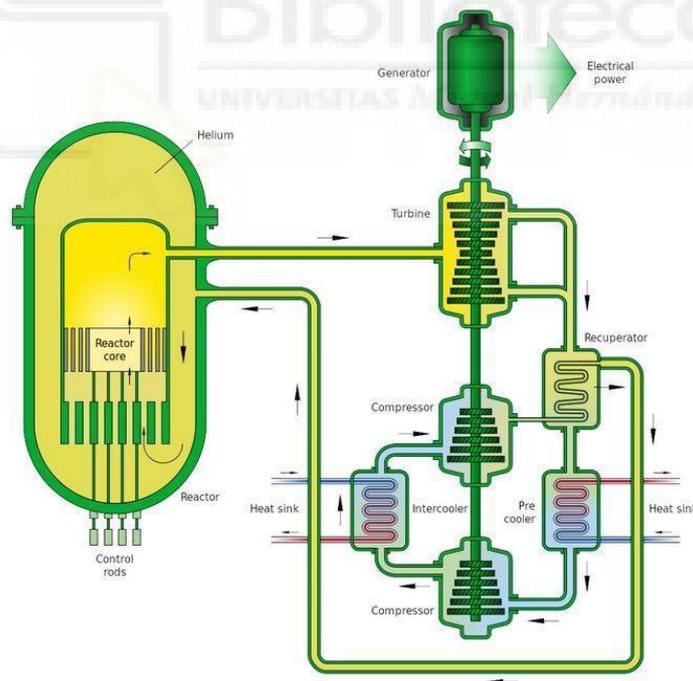


Figura 2.23 Esquema del reactor GFR [35].

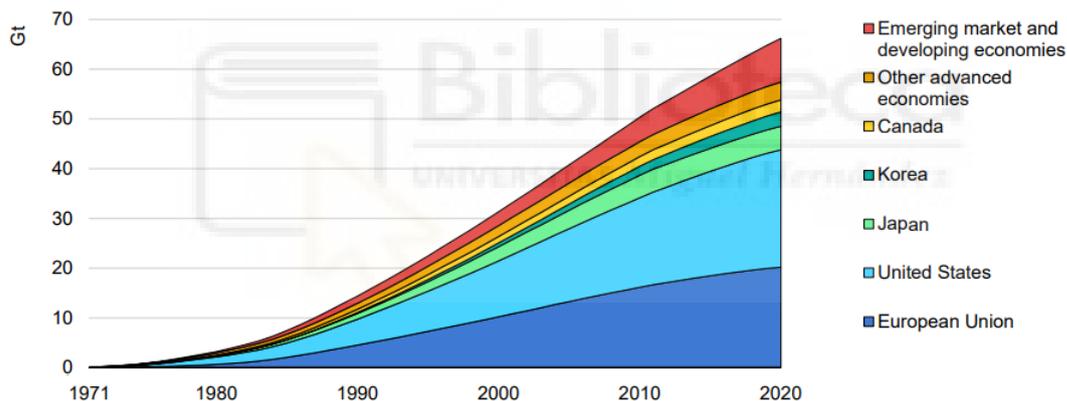
Programa Europeo: La Comisión Europea lanzó la European Sustainable Nuclear Industrial Initiative (ESNII) que apoya tres proyectos de reactores rápidos de la Generación IV. Estos proyectos incluyen el reactor rápido refrigerado por sodio Astrid (SFR) propuesto

por Francia, el reactor rápido refrigerado por gas Allegro (GFR) apoyado por Europa central y oriental, y el reactor rápido enfriado por plomo ALFRED (LFR) en Rumania.

2.5 ORGANISMOS QUE DEFIENDE LA ENERGÍA NUCLEAR

Dentro de los organismos que apoyan la energía nuclear destaca la IEA. En su informe Nuclear Power and Secure Energy Transitions analiza cómo la energía nuclear podría ayudar a afrontar el reto de reducir las emisiones de gases invernadero. En el objetivo de cero emisiones que se han marcado algunos países, en opinión de la IEA la energía nuclear juega un papel indispensable para la consecución de los objetivos planteados. Considera la energía nuclear una fuente de electricidad baja en emisiones contabilizando las emisiones de gases de invernadero evitadas desde 1971 hasta 2020 gracias a la energía nuclear, siendo un total de 66 gigatoneladas de CO₂ [36].

Cumulative CO₂ emissions avoided by nuclear power by country/region



IEA. All rights reserved.

Figura 2.24 Emisiones de CO₂ evitadas gracias a las centrales nucleares [36].

Otros puntos que se incluyen en el informe por los que se considera la energía nuclear un buen aliado para alcanzar los objetivos marcados por los países para 2050 es la seguridad de suministro de electricidad que proporciona junto con la flexibilidad a los sistemas eléctricos que les otorga [36]. El informe también ve a la energía nuclear como una fuente de agua caliente para ciudades e instalaciones industriales [36].

Además considera un escenario donde la potencia nuclear global instalada se reduce de los 413 GW actuales a 310 GW para 2050. Bajo esa premisa el IEA estima que la potencia de energías renovables debería aumentar significativamente para compensar la potencia nuclear perdida. A su vez, también considera que plantas que operen con combustibles de

origen fósil deberían instalar CCUS, además de añadir baterías para almacenar energía para mantener la seguridad de suministro. Otra de las predicciones que realiza es que el coste de generación de la electricidad aumentará, además de tener una mayor exposición a los mercados del gas y carbón. Por último, se estima que para compensar cada 1 GW de energía nuclear se necesitaría 3.5 GW de otras fuentes.

En la misma línea que la IEA va el servicio científico y técnico interno de la Comisión Europea. El Joint Research Centre afirma que la energía nuclear contribuye en los objetivos planteados por la Unión Europea en términos de reducción de las emisiones de CO₂, mantener la seguridad en el suministro de energía eléctrica, conseguir un mix energético diversificado, además de promover el desarrollo económico y creación de puestos de trabajo

2.6 SITUACIÓN EN ALEMANIA

El estudio de la remodelación del sistema eléctrico desde la pasada década es de especial revelación para el tema que nos atañe. En particular, la transformación que ha sufrido Alemania, tras aprobar el 30 de mayo de 2011 un plan de cierre escalonado de los 17 reactores nucleares que existían en 2010 [38], ofrece un caso comparable a la propuesta de nuestro estudio. Esta transición culminó el pasado 15 de abril de 2023 con el cierre de las últimas tres plantas que quedaban en funcionamiento. Por tanto, es de relevancia comprobar algunos indicadores del sector eléctrico alemán tras este cierre progresivo de los reactores.

La decisión de clausurar todo el parque nuclear fue tomada el 30 de mayo de 2011, motivada por el reciente accidente de Fukushima. Se decidió clausurar los 17 reactores operativos que había en Alemania en 2010, los cuales representaban alrededor del 15% de la potencia instalada en el país. De esta manera, estas fueron las centrales nucleares que se cerraron [38]:

- Biblis A y Biblis B
- Brunsbüttel
- Isar 1
- Neckarwestheim 1
- Unterweser und
- Philippsburg 1
- Krummel
- Grafenrheinfeld
- Gundremmingen B
- Philippsburg 2
- Grohnde

- Gundremmingen C and
- Brokdorf
- Isar 2
- Emsland and
- Neckarwestheim 2



Figura 2.25 Mapa de las centrales nucleares alemanas cerradas desde 2011 [38].

La transformación que ha experimentado su mix energético ha sido profunda en el periodo de 2010 a 2023, donde la potencia instalada ha variado de 155,34 GW a 251,96 GW en 2023 [39]. En 2010 la mayor representación la ostentaban las fuentes de origen fósil, donde destacaban 23,80 GW de ciclos combinados, 30,2 GW de hulla, 22,7 GW de lignito. La nuclear contaba con 21,50 GW instalados, mientras que las fuentes de origen renovable disponían de 5,4 GW de hidráulica, 27,18 GW de eólica, 17,94 GW de solar y 6,61 GW de biomasa. Para el caso actual, de los casi 100 GW extra de capacidad que cuenta Alemania, gran parte han sido gracias a la instalación de renovables. El sistema eléctrico alemán ahora cuenta con 71,26 GW de energía solar, 59 GW de eólica, 8,94 GW de biomasa. Por su parte, el carbón ha perdido capacidad mientras que el gas ha sufrido un aumento, siendo la

cifra ahora de 18,69 GW de lignito, 19,06 de hulla, 33,84 GW de ciclos combinados y 4,77 GW de petróleo. Además, al sistema eléctrico se le ha añadido capacidad de almacenamiento con 14,33 GW de almacenamiento hidráulico y 5,52 GW en forma de baterías [40].

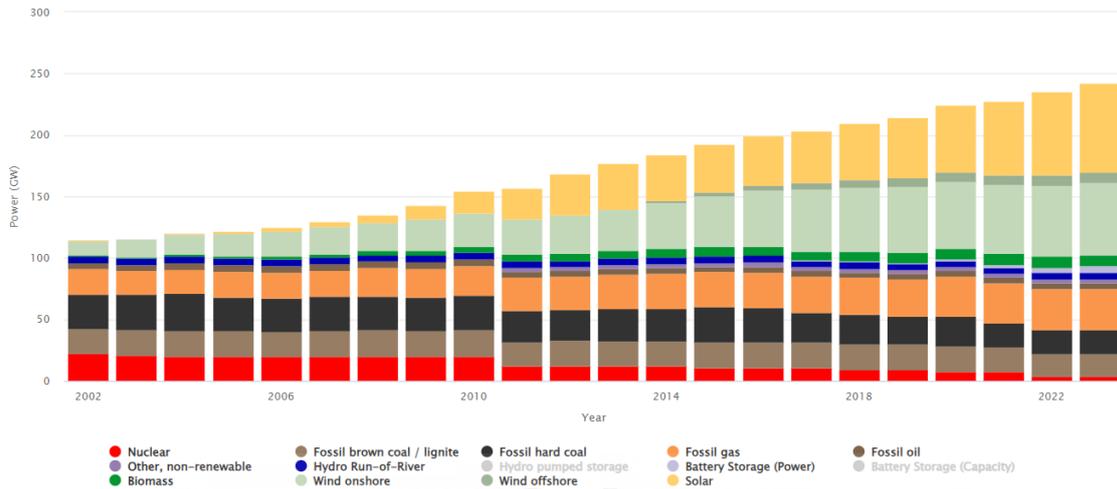


Figura 2.26 Evolución potencia instalada en Alemania [40].

Con estos datos, la producción de energía eléctrica de 2010 fue un total de 624,64 TWh [40], donde los combustibles fósiles representaron un 60,6% sobre el total de electricidad producida, mientras que la nuclear fue el 22,5% y las renovables el 16,9%. El desglose de las fuentes de electricidad se va a realizar en base al año 2022 [40]. También hay que añadir que en el año pasado todavía existían 4,06 GW en el parque alemán. Con todo ello, en el 2022 el sistema eléctrico alemán produjo 582,28 TWh, de los cuales la energía nuclear aportó el 6,2% del total, fuentes de origen fósil el 50,8% y las renovables 43%. La fuerte inversión realizada en la instalación de tecnologías de origen renovable se ha visto reflejada en la aportación de la electricidad producida, dado que ha pasado de 16,9% sobre el total en 2010 a un 43%. Mientras que el aporte de fuentes de origen fósil apenas se ha reducido en 10 puntos, la aportación de la energía nuclear sí que ha sufrido una drástica reducción, pasando de representar el 22,5% sobre el total de la electricidad producida a un escaso 6,2%, en consonancia con el continuo desmantelamiento del parque nuclear iniciado en 2011.

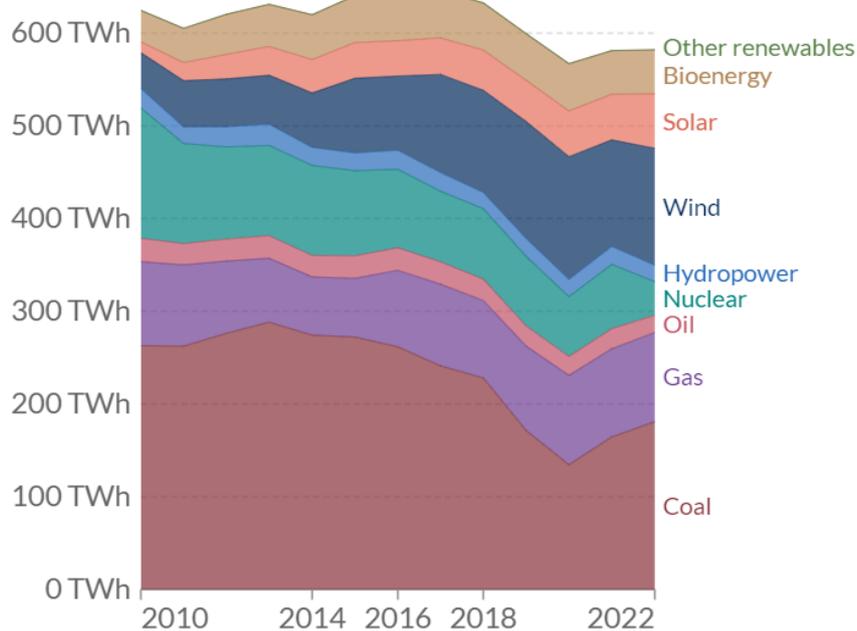


Figura 2.27 Desglose de la producción eléctrica en Alemania [57].

Estos cambios también se han reflejado en la intensidad de carbono del sistema eléctrico, siendo la intensidad de carbono la cantidad de CO₂ emitida por unidad de energía generada. En la figura 2.28, se observa una reducción anual desde 2010 hasta 2020. Sin embargo, a partir de ese año, la tendencia se revierte y acumula dos años consecutivos de incrementos, llegando a niveles superiores a los de 2019 con 385 gCO₂ /KWh [41]. Este hecho ha sido provocado por el cierre de 4 centrales nucleares, ya que la energía nuclear produjo el 12,5% de toda la electricidad generada en 2021, frente al 6% de 2022. La clausura de estas 4 centrales implicó la pérdida de 5,46 GW de potencia instalada, situación que fue ampliamente compensada con la instalación de 24,49 GW de fuentes renovables [40]. Sin embargo, este superávit no ha sido capaz de reemplazar completamente el déficit de producción de origen nuclear, ya que se ha repartido casi equitativamente entre fuentes renovables y de origen fósil. Las energías renovables aumentaron su representación del 40,12% al 43,22%, mientras que las energías de origen fósil pasaron del 47,38% en 2019 al 50,78% en 2022 [40]. Este incremento en la presencia de tecnologías generadoras de electricidad de origen fósil ha derivado en el aumento de la intensidad de carbono. Comparando con otros países de la Unión Europea, Alemania no sale muy bien parada, a pesar de la reducción en la intensidad de carbono. Esta disminución parece insuficiente al observar los casos del Reino Unido, Francia y España. En el caso de Francia, alrededor del 70% de la generación de electricidad es de origen nuclear, lo cual contribuye a su bajo nivel de intensidad de carbono. El resto de su generación energética se completa con gas y energías renovables, mientras que la presencia del carbón es prácticamente insignificante. Los casos del Reino Unido y de España son similares, ya que la producción de electricidad

a partir de carbón se ha ido sustituyendo por gas, hasta el punto de que la generación de energía con carbón es casi inexistente en ambos países, y se ha aumentado la producción con energías renovables. Mientras tanto, en Alemania todavía existe una fuerte presencia de generación de electricidad mediante carbón, e incluso ha aumentado desde 2022. Por lo tanto, se puede concluir que la decisión de cerrar las centrales nucleares en Alemania no ha sido óptima, en términos de emisiones, como hubiera sido mantenerlas y sustituir la generación de carbón con otras fuentes más limpias, como el gas, las energías renovables o la propia energía nuclear. No solo se hubiera reducido su intensidad de carbono más rápidamente, sino que ahora no estarían experimentando el retroceso que han sufrido en los últimos dos años.

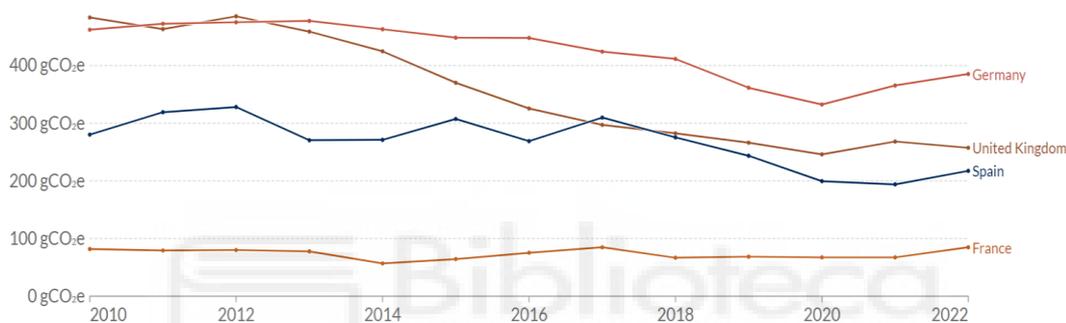


Figura 2.28 Intensidad de carbono del sistema eléctrico de Alemania, España, Francia y Reino Unido [41].

2.7 CONCLUSIONES

En este capítulo, debido a la ausencia de motivos por el cierre planteado en el PNIEC de las centrales nucleares españolas, hemos profundizado en los motivos más comunes en contra de esta tecnología. Llegando al final de esta discusión, es relevante consolidar los puntos esenciales que hemos examinado.

En primer lugar, en términos de seguridad, la energía nuclear ha demostrado ser notablemente segura. Sólo hemos tenido conocimiento de tres accidentes significativos a lo largo del tiempo que se ha estado utilizando la energía nuclear. Entre ellos, el de Chernóbil, que resultó ser el más grave, es altamente improbable que se repita debido a que las condiciones de seguridad en los que eran operados los reactores RBMK no se dan en la actualidad. Los otros dos accidentes, han permitido una evolución crucial en la seguridad de las plantas nucleares y en la capacitación de los operadores.

En lo que respecta al impacto medioambiental y la salud humana, la energía nuclear no representa un riesgo significativo. El principal desafío en este ámbito es la generación de residuos, un problema que se ha abordado efectivamente mediante el uso de Almacenes Temporales Centralizados (ATC), Almacenes Geológicos Profundos (AGP). Otras técnicas, como el reprocesamiento del combustible usado, son también un aliado para mitigar los efectos negativos de los residuos radiactivos.

Además, la disponibilidad de uranio, el principal combustible nuclear, está garantizada en el corto y medio plazo. Las alternativas a la minería tradicional podrían aumentar aún más las reservas de uranio, lo que asegura la disponibilidad de combustible nuclear.

Por lo tanto, la energía nuclear es un aliado valioso en el objetivo marcado en el PNIEC por la reducción de las emisiones de CO₂ de la red eléctrica española. Además, utilizando los propios datos que ofrece el PNIEC en cuanto al coste de generación más bajo frente a otras tecnologías, nula emisión de CO₂, resulta difícil de comprender su cierre planteado.



3 RIESGOS ASOCIADOS AL GAS NATURAL

Este tercer bloque del Trabajo Fin de Grado se sumerge en un análisis exhaustivo de los riesgos asociados a esta dependencia, enfatizando la complejidad y las incertidumbres que plantea el mercado de derechos de emisión de la Unión Europea, las fluctuaciones en los precios del gas, las tensiones geopolíticas, y las restricciones legislativas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. A través de una perspectiva crítica, se evaluarán las implicaciones de estas variables en la seguridad energética, la sostenibilidad ambiental y la estabilidad económica, con el objetivo de ofrecer una visión integral de los desafíos que enfrenta el mix energético nacional en el camino hacia 2030. Este análisis no solo busca destacar la vulnerabilidad de apoyarse excesivamente en los ciclos combinados como soporte frente a las energías renovables, sino también fomentar la reflexión sobre la necesidad de diversificar y fortalecer las estrategias de respaldo para asegurar una transición energética resiliente y eficiente.

3.1 IMPACTO DEL MECANISMO DE DERECHOS DE EMISIONES (RCDE UE)

Desde 2005 en la Unión Europea funciona un mecanismo de derechos de emisiones (RCDE UE), el cual se instauró con el fin de promover la reducción de emisiones de efecto invernadero a la atmósfera [42]. Este mercado de emisiones se aplica a los 28 países de la UE además de Noruega, Liechtenstein e Islandia. El mecanismo funciona de manera que la Unión Europea fija un límite de emisiones totales que se puede realizar, el cual se ha ido reduciendo con el paso de los años y se aplica a más de 10.000 instalaciones de elevado uso energético deben comprar permisos de emisión. Aunque hay que mencionar que también hay asignaciones gratuitas de derechos de emisiones a aquellas empresas que tengan el poder de deslocalizar su contaminación a otras regiones con normativas de emisiones más laxas. El precio se marca en la ley de la oferta y demanda y se compran mediante el mecanismo de subasta.

El RCDE UE ha pasado por 4 fases [42] en las cuales ha ido evolucionando a lo largo de cada una de las fases. La fase 1 fue comprendida entre los años 2005 y 2007 en ella la gran mayoría de las asignaciones de los derechos de emisión fueron gratuitos, y debido a la gran cantidad de asignaciones el precio se desplomó. La fase 2 comprendió los años 2008 y 2013 y en ella se introdujo el mecanismo de subasta como método de asignación, aunque una gran cantidad de los derechos fueron asignados de manera gratuita. La fase 3 tuvo lugar entre los años 2013 y 2020 y en ella se armonizó el tope de emisiones entre los países europeos, que pasó de ser a nivel nacional a estar establecido por la UE. Se redujeron la cantidad de asignaciones gratuitas para que entraran más sectores al mercado de subasta.

La fase 4, la actual, comenzó en el año 2021 y perdurará hasta 2030 en ella los objetivos fijados fueron una reducción lineal anual del 2,2% de los derechos de emisión. También se fijó una reducción gradual de los derechos de emisión para los sectores menos expuestos a partir de 2026, esta reducción iría del 30% al 0% en 2030.

El pasado abril de este mismo año la fase 4 del RCDE sufrió una modificación en la cual se introducía un paquete de medidas denominado Objetivo 55, cuyo objetivo es la reducción de la emisión de los gases de efecto invernadero para 2030 en al menos un 55% respecto a 1990. Para ello las medidas que se aprobaron fueron:

- Reducción de los permisos de emisión totales en 90 Mt de CO₂ en 2024 y de 27 Mt de CO₂ en 2026. Además, la reducción anual de los permisos de emisión será más pronunciada que la fase 4 ya que la reducción ahora es del 4,3% 2024 a 2027 y del 4,4% desde 2028-2030.
- Se amplía la aplicación del mercado de derechos de emisiones al transporte marítimo.
- Creación de un nuevo mercado de derecho de emisiones para combustibles de transporte y la construcción. Se implementará en 2027 o en 2028 si el precio de la energía es cara.
- Reducción más rápida de los derechos de emisión y eliminación gradual de derechos gratuitos para algunos sectores.
- Creación del mecanismo de ajuste en frontera por carbono.

La consecuencia esperada tras la retirada progresiva de los permisos es la de un aumento progresivo de los mismos con el fin de incentivar el uso de otras tecnologías no emisoras de CO₂ o reducir sus emisiones. El histórico del precio de los derechos así lo ha demostrado especialmente con la implantación de la fase 4 siendo la más restrictiva de todas las fases situando el precio medio en 2023 a fecha de julio en 86,67 euros [43]. En la figura 3.1 se puede observar la evolución del precio de los permisos y el fuerte aumento que supuso una restricción más aguda de la oferta tras la implantación de la fase 4. La expectativa tras la implantación del Objetivo 55 es que se experimente un aumento aún mayor de los precios tras una reducción aún más fuerte de la oferta y el previsible aumento de la demanda tras la inclusión de nuevos sectores como el transporte marítimo.

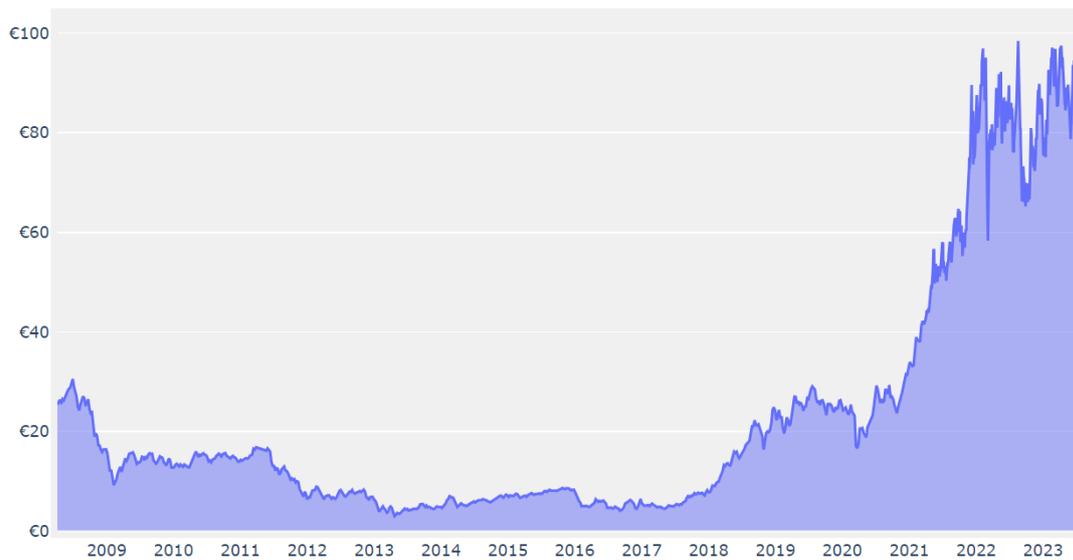


Figura 3.1 Evolución del precio de emisiones en el mercado europeo [43].

3.1.2 IMPLICACIONES DEL MERCADO DE LAS EMISIONES DE CO₂ Y LOS CICLOS COMBINADOS DE GAS

Las centrales de ciclo combinado tienen como costes de operación la materia prima necesaria para la producción de electricidad y el aprovisionamiento de los derechos de emisión de CO₂ necesario para operar. Un aumento en cualquiera de las variables se traduciría en aumento de los costes de producción. Estos aumentos en los costes de producción se trasladarían a los clientes en forma de precios más altos de casación de electricidad en el mercado marginalista.

Entre los años 2020 y 2021 se dio el contexto en el que el precio de ambas variables, el gas y los derechos de emisión de CO₂, aumentaron de precio. El Banco Central de España analizó cómo afecta esta subida de los precios al coste de producción de las centrales de ciclo combinado en el informe “El papel del coste de los derechos de emisión de CO₂ y del encarecimiento del gas en la evolución reciente de los precios minoristas de la electricidad en España”.

El BCE argumenta que la subida de los precios de los derechos de emisión de CO₂ se debió a la última reforma del RCDE en la que se redujo la oferta de derechos de emisión en el mercado [44]. Entre los meses de diciembre de 2020 y junio de 2021 los precios de los derechos aumentaron un 71%. El BCE estima que el aumento de los precios de los derechos de emisión explicaría una quinta parte de la subida total del precio de generación de electricidad en ciclos combinados.

Este cálculo el BCE lo estima teniendo en cuenta que el precio del gas en el mercado ibérico, en el periodo de diciembre de 2020 a junio de 2021, pasó de 18,2 €/MWh a 28,7 €/MWh. Sabiendo que la eficiencia térmica del gas se puede simplificar al 50%, por lo que para producir 1 MWh se necesitaría 2 MWh de gas, la subida del gas fue de 20,9 euros/MWh. Así mismo, el coste de la emisión de la tonelada de CO₂ en el periodo de estudio del informe del BCE pasó de 30,9 a 52,8 euros. Teniendo en cuenta que para la producción de un MWh hora se emite 0,37 toneladas de CO₂ se habría producido un incremento de 8,1 euros en la producción de electricidad por ciclos combinados ((52,8-30,9) *0,37). En el periodo de estudio del informe el incremento del coste del MWh eléctrico en el mercado mayorista de la electricidad fue del 98,5 % (42 €/MWh en diciembre de 2020 y 83,3 €/MWh en junio de 2021). Por tanto, el incremento de los costes de emisión fueron los responsables de una quinta parte del incremento total del coste de la electricidad.

Una vez repasado el mecanismo de funcionamiento del mercado de emisiones de la Unión Europea y la influencia que tiene en la formación del precio final de la electricidad en el mercado mayorista, existe la posibilidad de que las estimaciones del precio del derecho de emisión se queden cortas. Esta posibilidad cobra fuerza viendo como se ha comportado el mercado tras la última reforma (ver gráfico) y sabiendo que se avecina una nueva reforma donde se limite aún más la oferta de títulos de emisiones. Este caso hipotético arrojaría un escenario el cual los costes de producción de electricidad mediante ciclos combinados aumentarían repercutiendo a su vez en el precio final de la electricidad, siendo esta la tecnología por la que apostaría el PNIEC como la de respaldo.

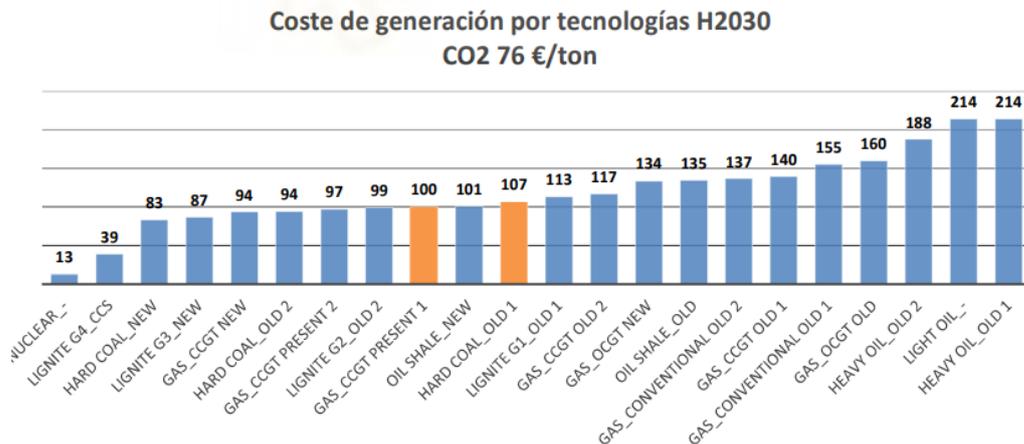


Figura 3.2 Predicción de coste de generación por tecnologías presente en el PNIEC [11].

En el informe elaborado por el BCE también se puede observar la importancia del precio del gas en los costes de producción de electricidad mediante ciclos de gas. Estos han experimentado una subida de precio desde el año 2020 llegando a precios máximos en

2022. El precio más bajo del MWh de gas registrado en 2020 fue en abril en 5,33 €/MWh, explicado por la situación vivida aquel año de COVID donde la demanda fue mínima. El precio del MWh escaló hasta cifras récord donde se registró el precio máximo histórico en agosto de 2022, el cual fue 164 €/MWh. Este precio también fue bajo una situación excepcional generada tras la invasión de Rusia a Ucrania, donde los países por miedo a quedarse sin reservas de gas para afrontar el invierno compraron de forma masiva.

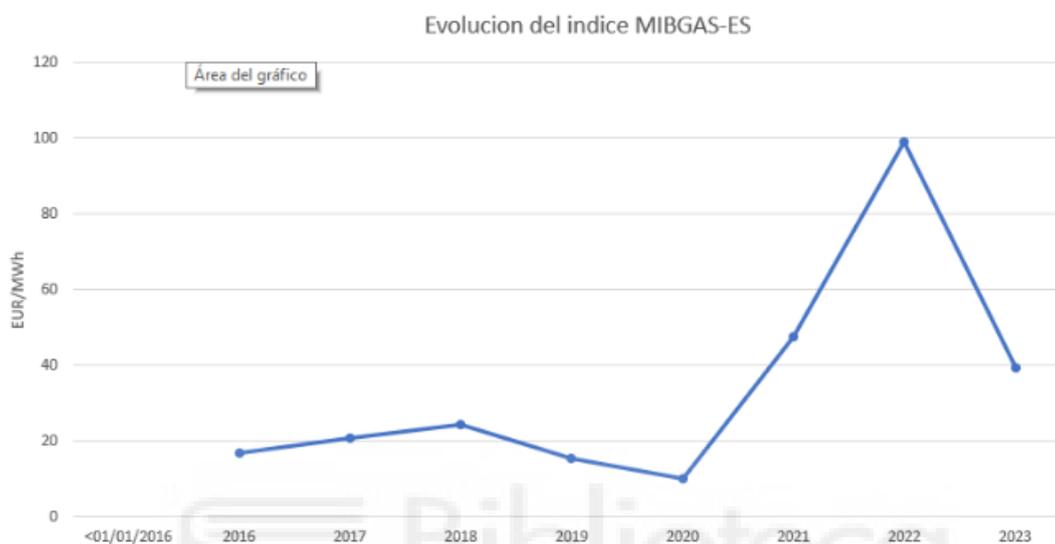


Figura 3.3 Evolución del índice MIBGAS para España.

Esta escalada de precios récord en el precio del MWh del gas fue acompañada de unas subidas en el mercado mayorista de la electricidad nunca vista. El precio máximo alcanzado en el mercado mayorista fue en marzo de 2022 con 283,3 €/MWh.

3.2 RELACIÓN ENTRE MARRUECOS, ARGELIA Y ESPAÑA

Los principales proveedores de gas natural de España en 2021 fueron Argelia (43%), Estados Unidos (15%), Nigeria (12%), Rusia (9%), Qatar (6%), Francia (5%) y otros (10%), según se indica en la página 58 del PNIEC. Históricamente, el gas proveniente de Argelia se ha suministrado a través de dos gasoductos: el Magreb-Europa y el Medgaz. En los últimos años, se ha experimentado un aumento de la tensión en las relaciones entre Marruecos, Argelia y España. El 31 de octubre de 2021, Argelia anunció el cierre del gasoducto Magreb-Europa [45] debido a la ruptura de las relaciones diplomáticas con Marruecos [46], originada por el posicionamiento enfrentado de ambos países en la situación del Sahara Occidental. Esta decisión resultó en una reducción de la capacidad de transporte de gas entre Argelia y España, dado que la capacidad del Medgaz es de 8 bcm

anuales [47], mientras que la del Magreb-Europa era de 10 bcm [48]. Tras el anuncio del cierre del gasoducto Magreb, se amplió la capacidad de transporte del Medgaz, alcanzando los 10 bcm. Pese al aumento de la capacidad de transporte del único gasoducto operativo que conectaba Argelia y España no fue capaz de compensar el gas que se transportaba por el Magreb. En términos reales, en diciembre de 2020, se suministraron 6236 GWh a través del Magreb y 6698 GWh mediante el Medgaz. Un año después, y tras el cierre del Magreb, en diciembre de 2021, se importaron 8260 GWh a través del Medgaz [49]. Se puede observar con mejor claridad en el gráfico de la figura 3.14 [49] donde se observa que, tras el cierre del gasoducto argelino, la cantidad total de gas importado se redujo frente a otros países. Debido a esta menor cantidad de gas importado desde Argelia, surgió uno de los primeros efectos negativos del cierre del Magreb y fueron el aumento de las importaciones de gas natural licuado para corregir ese déficit, siendo esta una opción más cara que el gas natural. Esto se puede observar en los datos de importaciones que ofrece el portal de Epdata y se puede observar el cambio de tendencia en las importaciones de gas natural y gas natural licuado. Observando el gráfico de la figura 3.5 [49] se puede apreciar que históricamente las importaciones de gas natural eran mayores que las de gnl salvo en 2019, pero justo a partir de noviembre de 2021, tras el cierre del Magreb se ve el cambio de tendencia en las importaciones e incluso siendo aún mayores que en 2019. Otro efecto negativo observado tras el cierre del Magreb ha sido un aumento en la vulnerabilidad del sistema energético español, ya que el gasoducto Medgaz se ha convertido en la única ruta directa de suministro de gas desde Argelia. La dependencia de una única vía de suministro incrementó los riesgos asociados a posibles interrupciones técnicas o mantenimientos, lo que podría llevar a una escasez temporal de gas o tener que recurrir a opciones más caras como el GNL.

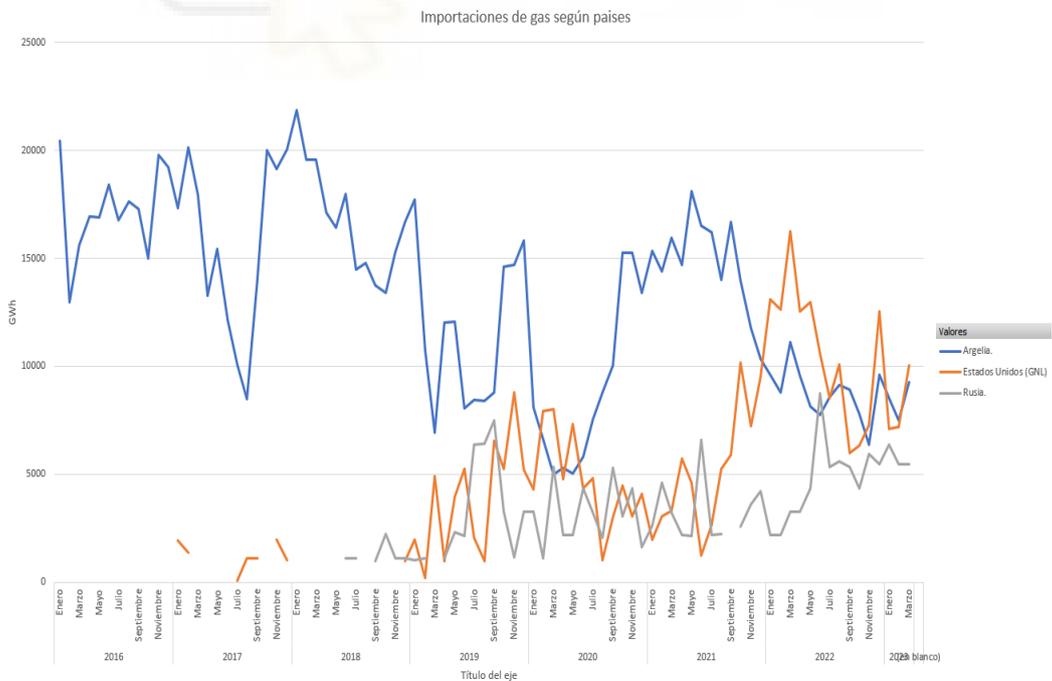


Figura 3.4 Cantidad de gas importado por España desglosado por países [49].

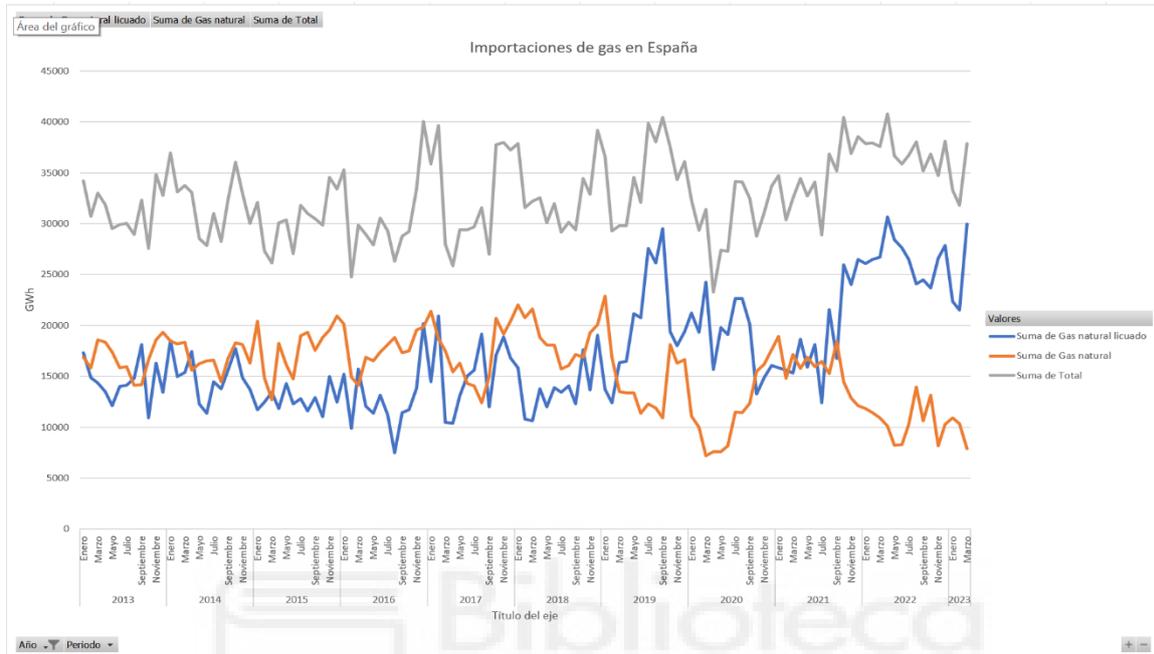


Figura 3.5 Cantidad de gas natural y gas natural licuado importado por España [49].

El conflicto entre el trío de países no se detuvo ahí. En junio de 2022, Argelia anunció la ruptura del Tratado de Amistad, Buena Vecindad y Cooperación con España [50]. Esta situación fue resultado del cambio de postura del Gobierno español en el conflicto del Sahara Occidental, alineándose con la propuesta de Marruecos de convertirlo en una región autónoma, lo cual entra en conflicto directo con los intereses de Argelia. Días después de la ruptura del tratado, Argelia también anunció la congelación del comercio exterior con España. Aunque inicialmente no tuvo consecuencias directas en las importaciones de gas, Argelia ha realizado amenazas a España en forma de corte de suministro o de favorecer a Italia frente a España en las exportaciones de gas [51]. Esta situación pone de manifiesto la complejidad de la geopolítica energética entre el principal suministrador de gas de España.

Gasoductos de Argelia a España



Fuente: Enagás y EMPL /ABC

Figura 3.6 Localización de los gasoductos que conectan el continente africano con España [52].



3.3 LEY DEL CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El 20 de mayo de 2021 se publicó la ley de cambio climático y transición energética. El objetivo de esta ley es garantizar el cumplimiento de los objetivos contraídos en el Acuerdo de París. Entre ellos se encuentra facilitar la descarbonización de la economía española, la transición a un modelo circular, promover la adaptación a los impactos del cambio climático y la implantación de un modelo de desarrollo sostenible que genere empleo decente y contribuya a la reducción de las desigualdades. Dentro de las medidas que se incluyen para alcanzar los anteriormente mencionados objetivos destacan la mejora de la eficiencia energética, la reducción de la dependencia energética mediante el uso de tecnologías renovables, la inversión en sectores clave y la transición justa.

Entre otros todos los artículos que contiene la ley, vamos a entrar en detalle en el artículo 9, el cual podría entrar en conflicto con los objetivos del PNIEC y las intenciones de usar el gas como tecnología de respaldo. El artículo 9 prohíbe la otorgación de nuevas licencias de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos en territorio nacional.

También queda prohibida la expedición de nuevas licencias para la explotación de hidrocarburos mediante la técnica de fractura hidráulica de alto volumen.

Uno de los objetivos del PNIEC es la reducción de la dependencia energética. No solo es uno de los objetivos del PNIEC, sino que además se trata de un escenario deseable para cualquier país comprador de materias primas. En la obtención de dichos recursos, reducir esa dependencia disminuye la vulnerabilidad de un país además de situarlo en una posición negociadora más favorable para su obtención. El artículo 9 de la ley de clima es un impedimento claro en la reducción de esa dependencia energética. Teniendo en cuenta el informe que realizó Deloitte para ACIEP en el cual se estima que España podría contar con unos recursos prospectivos de aproximadamente 2.000 Mboe y 2.500 Bcm [53]. En el informe se estima que la probabilidad de que la cantidad sea igual o superior a la citada es del 50 %. Por otro lado, el Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Sur estima que el potencial extraíble con el que contaría España sería de 1.300 Bcm [54], que, a consumos actuales, sería capaz de dar suministro de gas durante 40 años [54]. La prohibición de explorar nuevos y su futura explotación condena irremediabilmente al país a depender siempre de terceros. Esta prohibición podría entrar en conflicto con las pretensiones del PNIEC de reducir su dependencia energética respecto a terceros países y el uso de ciclos combinados como tecnología de respaldo.

Otro aspecto negativo del punto noveno de la ley es la prohibición en todo el territorio nacional de la fractura hidráulica de alto volumen “fracking”. El fracking, o fracturación hidráulica, es un método utilizado para extraer gas natural y petróleo de formaciones rocosas subterráneas. El proceso implica inyectar agua, arena y productos químicos a alta presión en la roca para crear fracturas, lo que permite que el gas o petróleo fluya hacia un pozo para su extracción. Gracias a esta técnica las reservas de gas extraíble aumentaron debido a yacimientos que eran inaccesibles dejaron de serlo.

Estados Unidos fue pionera en la utilización de esta técnica reportándole numerosos beneficios que han quedado constatados en el informe *The Value of U.S. Energy Innovation and Policies Supporting the Shale Revolution* [55] realizado por la Oficina Ejecutiva del presidente de los Estados Unidos en 2019. En el informe queda reflejado el importante paso a nivel económico y medio ambiental que dio Estados Unidos gracias al uso del fracking. Entre los años 1990 y 2006 la cifra de producción de energía dentro del país se mantuvo relativamente estable en los 70.000 cuatrillones de BTU. A partir del año 2006 y a medida que penetraba la tecnología del fracking esa cifra aumentó hasta situarse en 78.091 cuatrillones en 2011 gracias al aumento de la producción del gas y el petróleo crudo. Este aumento en la producción de gas natural hizo que en 2011 Estados Unidos se convirtiese en el segundo mayor productor del mundo detrás de Rusia y en 2019 se convirtiese en el mayor productor del mundo de gas natural.

Otro de los efectos positivos en materia económica que se reflejan en el informe es el desplome del precio del gas natural y del petróleo. El informe afirma que el desplome en el precio de las materias primas ha sido debido al considerable aumento de la oferta

disponible de ambas, superando en 58% en el caso del gas las proyecciones que había sobre estas, y en el caso del petróleo acercándose a un 50% de mejora sobre las predicciones. En términos numéricos en 2005 en Estados Unidos se producía alrededor de 17 cuatrillones de Btu y pasó a producir más de 30 cuatrillones de Btu. Gracias a este aumento de la producción Estados Unidos pasó a ser un exportador neto de gas natural

Figure 4. Natural Gas Actual vs. Projected Prices and Production, 2005-18

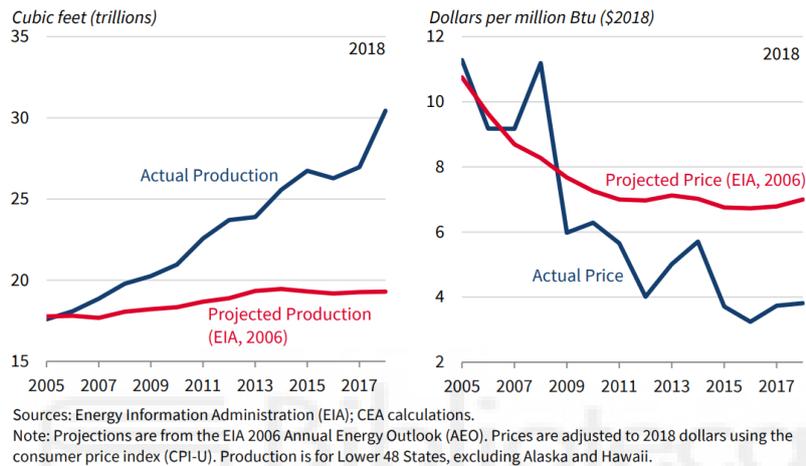


Figura 3.7 Proyecciones de precios de producción de gas natural frente a los valores reales de los mismos [55].

Figure 6. Actual vs. Projected U.S. Crude Oil Production and Imported Prices, 2010-18

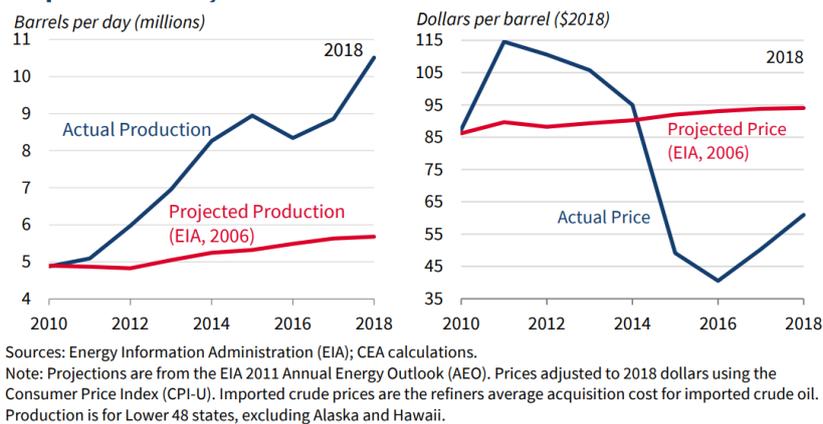


Figura 3.8 Proyecciones de precios de y producción de crudo frente a los valores reales de los mismos [55].

La reducción del precio del gas natural tuvo un efecto positivo en el precio mayorista de la electricidad. El precio mayorista promedio de la electricidad se redujo un 44% desde 2007 hasta 2018. El precio promedio oscilaba los 80\$ en los años 2005-2008 y cayó por debajo de los 40\$. El informe explica que, aunque los productores de electricidad por gas natural representen menos de un tercio del total, suelen ser los productores marginales de electricidad con capacidad decisiva al formar el precio final. Estos productores al tener la materia prima con un precio menor son capaces de producir a un coste menor.

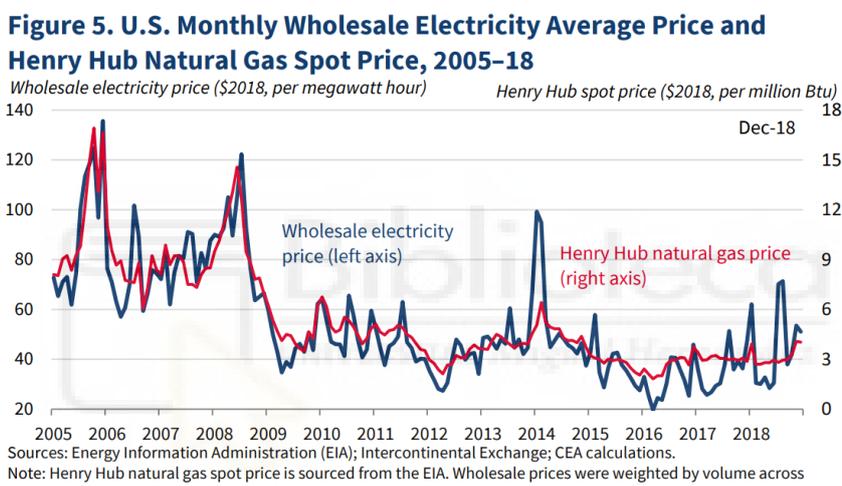


Figura 3.9 Precio medio del precio de la electricidad (línea azul) y precio medio del gas natural (línea roja) [55].

En términos medioambientales también se recogen beneficios en el informe gracias al uso del fracking. Se observa una reducción en las emisiones de efecto invernadero del 9% en el periodo comprendido de 2005 y 2018. El 92% de esta reducción el informe las atribuye a la reducción del precio del gas, debido a que los productores de electricidad de carbón pasaron a producir la electricidad mediante el gas. También hace una comparativa entre estados que permitieron el fracking (Pensilvania) y los que no (Nueva York). En el estado de Pensilvania la producción de gas aumentó 10 veces, mientras que en el estado de Nueva York la producción se incrementó en un 70%. A pesar de la notable diferencia en el aumento de la producción entre ambos estados, Pensilvania registró una reducción del 15% de las emisiones totales mientras que en Nueva York se alcanzó una reducción del 7%.

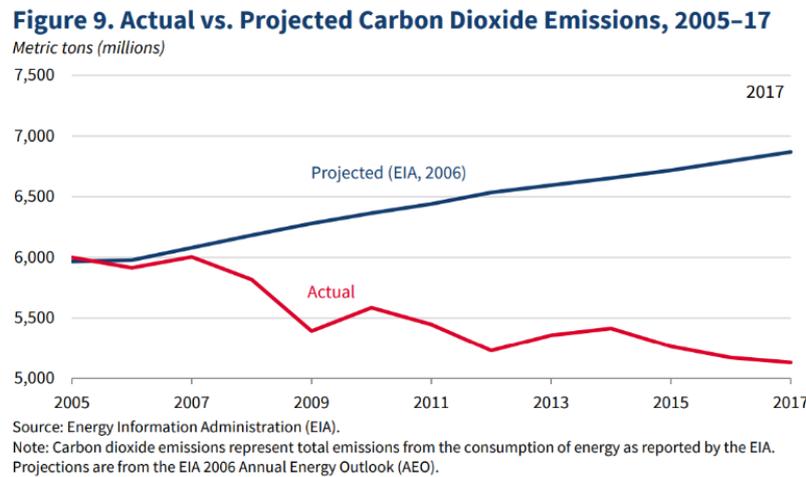


Figura 3.10 Proyección de emisiones de CO₂ de la AIE frente a las reales [55].

3.4 CONCLUSIONES

El capítulo analiza detenidamente los desafíos y repercusiones asociadas al empleo de ciclos combinados de gas como principal tecnología de respaldo en el mix energético nacional, proyectado para 2030. Se destaca la influencia significativa del mercado de derechos de emisión de la UE, introducido para mitigar el cambio climático mediante la limitación y precio de las emisiones de CO₂. La evolución de este mercado, especialmente con la introducción del paquete de medidas "Objetivo 55", apunta a un aumento en el costo de los derechos de emisión, influenciando así el costo operativo de las centrales de ciclo combinado y, por ende, el precio de la electricidad. Este aumento se ve exacerbado por factores externos como la volatilidad en el precio del gas, tensiones geopolíticas y legislaciones ambientales restrictivas que limitan la explotación de recursos hidrocarbúricos nacionales y técnicas como el fracking.

La conclusión central es que la dependencia de los ciclos combinados de factores volátiles como el precio del gas y del CO₂, sumado a las complejidades geopolíticas y las directrices de política energética y ambiental, plantea un desafío considerable. Estos elementos no solo afectan la viabilidad económica de esta tecnología como respaldo fiable frente a la intermitencia de las renovables, sino que también enfatizan la necesidad de diversificar las estrategias de respaldo energético y acelerar la integración de tecnologías renovables y de almacenamiento.

4 RIESGOS ASOCIADOS A LAS RENOVABLES

Dentro del PNIEC, se observa una apuesta clara por la producción de electricidad mediante fuentes renovables, lo cual es congruente con los objetivos finales del plan de hacer un mix energético más limpio y reducir la dependencia energética de terceros países. Aunque es cierto que dichas tecnologías podrían ayudar para alcanzar esos objetivos, no obstante, no están exentas de riesgos. En este capítulo, analizaremos dos riesgos asociados a la tecnología renovable que podrían ser contraproducentes a la hora de lograr las metas anunciadas.

En primer lugar, se analizará la influencia que tienen las renovables en el precio final de la electricidad. Algo crucial a la hora de analizar la calidad de un mix energético y que se ha comprobado en diferentes países tras la guerra de Ucrania, que disparó el coste de generación afectando a múltiples sectores. El segundo punto para analizar es el comportamiento del balance neto de exportaciones de electricidad cuanto mayor es la presencia de renovables en el mix. Este aspecto es un efecto secundario del problema más reconocido de las renovables: su intermitencia en la generación de electricidad

4.1 EL COSTE DE LAS RENOVABLES

El coste de generación mediante renovables tiende a pensarse como algo bajo porque no necesita materia prima para generar electricidad. Solo basta con las fuentes que proporcionan el medio ambiente, como viento, movimiento de mareas, etc. Es usual que en esas estimaciones solo se tenga en cuenta el precio de generación de la tecnología, sin considerar otros aspectos como el coste de generación de electricidad, cuando tecnologías renovables no pueden generar o sistemas de almacenamiento por baterías para almacenar superávits en la generación de electricidad. Para evitar estas situaciones para realizar una comparativa más justa entre tecnologías no renovables y renovables se utiliza el término inglés “levelized cost of energy” (LCOE). El LCOE es una medida del costo promedio de producir energía a lo largo de la vida útil de una instalación de generación de energía. El LCOE se calcula dividiendo el costo total de construir y operar una planta de energía por la cantidad total de energía que se espera que produzca durante su vida útil, ajustando por el valor temporal del dinero.

Bank of America GLOBAL RESEARCH realizó el informe “The nuclear necessity” [56], en el cual se comparaba el coste de producción de diferentes tecnologías bajo diferentes supuestos. El primero es el coste de generación para diferentes tecnologías. Todos los precios son sin subsidios. Además, los precios para la generación solar y eólica provienen del sistema de California (CAISO) añadiendo al precio baterías de ion-litio con capacidad para 4 horas. Se aprecia que las opciones renovables son las más caras (Figura 4.1).

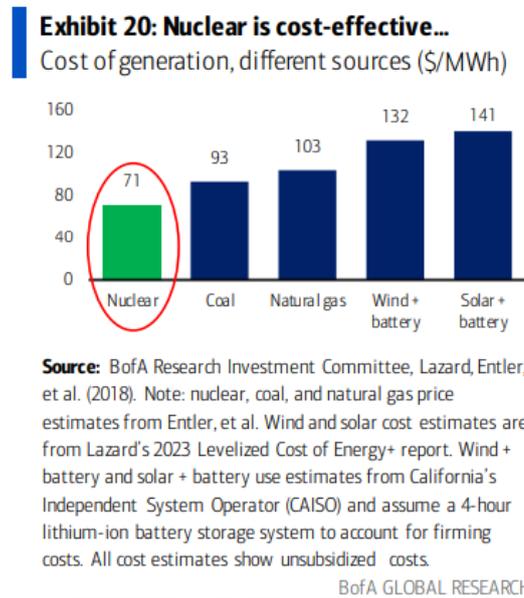


Figura 4.1 Coste de generación de electricidad para diferentes tecnologías en \$/MWh [56].

El estudio también realiza una comparación entre el Costo Nivelado de Electricidad (LCOE) y el Costo Total Sistémico Nivelado de la Electricidad (LFSCOPE) en Texas y Alemania para diversas formas de generación eléctrica. El LFSCOPE, al igual que el LCOE, evalúa los costos de generación de una planta eléctrica. Sin embargo, la principal distinción entre ambos radica en que el LFSCOPE incorpora aspectos que el LCOE omite, parcial o totalmente. Mientras el LCOE se enfoca en los costos promedio de producir electricidad, considerando inversión, operación, y mantenimiento, el LFSCOPE amplía esta perspectiva al incluir también los costos de intermitencia y almacenamiento necesarios para asegurar un suministro constante de electricidad. Esta inclusión hace del LFSCOPE una herramienta más completa y realista para evaluar la viabilidad y sostenibilidad de distintas tecnologías de generación eléctrica, especialmente relevante en el contexto de fuentes renovables intermitentes. Al contemplar tanto los costos directos de generación como los desafíos asociados a la integración en el sistema eléctrico, el LFSCOPE ofrece una visión más precisa.

En la figura 4.2, se puede observar que mientras el LCOE para las renovables les resulta favorable, una vez se tienen en cuenta las intermitencias de las plantas generadoras de electricidad cambia drásticamente el panorama. La electricidad generada mediante energía solar y eólica, no solo se encarece, sino que, además pasan a ser las tecnologías más caras de producción con un amplio margen.

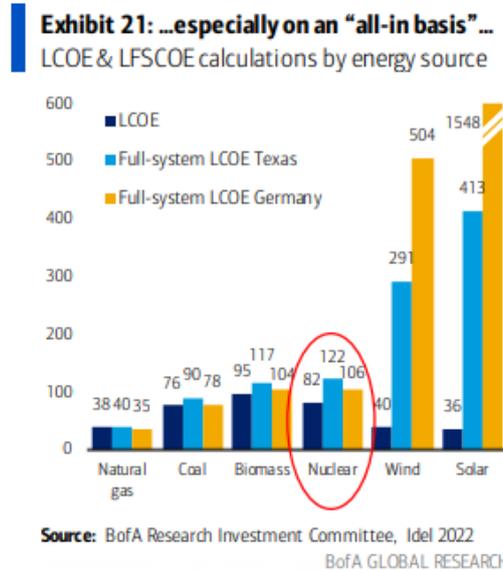


Figura 4.2 Valores de LCOE y LFSCOE para diferentes fuentes de generación de electricidad [56].

En el informe de Bank of America GLOBAL RESEARCH se puede observar que las tecnologías renovables, en concreto la solar y la eólica, podrían ser elementos poco competitivos económicamente comparado con otro tipo de tecnologías. En el informe de Bank of America GLOBAL RESEARCH utiliza datos para evaluar los rendimientos económicos de diferentes fuentes generadoras de electricidad del estado de Texas y Alemania. Ampliando el foco y viendo cómo se comportan los costes de generación de generación para los países de la UE en relación con el porcentaje de energía eléctrica generada a través de centrales renovables

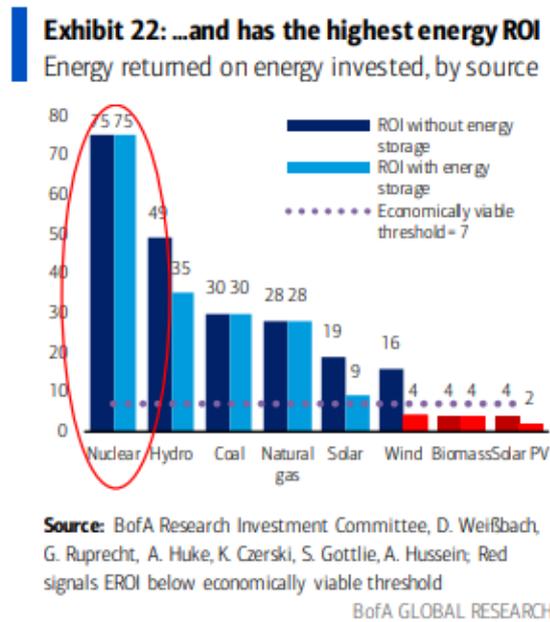


Figura 4.3 ROI energético para diferentes fuentes de electricidad [56].

Comparando el origen de la electricidad en Estados Unidos y en la Unión Europea, así como la evolución del precio del kWh para particulares, se pueden observar las conclusiones a las que llegaba el informe. Ambas regiones han experimentado una transformación a lo largo de los años en el origen de la producción de electricidad. Se puede afirmar que en ambas regiones ha aumentado la presencia de fuentes renovables, aunque esta transición ha sido más pronunciada en la Unión Europea. Como se muestra en la figura 4.4, en la Unión Europea, la producción de electricidad de origen renovable apenas representaba el 20%, mientras que, en 2022, ese porcentaje aumentó hasta el 63% [57]. Por su parte, en Estados Unidos, el 9,1% de la producción de electricidad provenía de fuentes renovables, mientras que, en 2022, ese porcentaje aumentó hasta el 28,7% [57]. Al realizar la comparación de ambas regiones, se observa que, con la excepción de 2007, el costo del kWh en Estados Unidos ha sido menor que en la Unión Europea [58] y [59] durante el resto de los años. Es importante destacar que el precio para ambas regiones se presenta en euros y sin incluir impuestos o subvenciones, con el fin de evitar distorsiones en el precio.

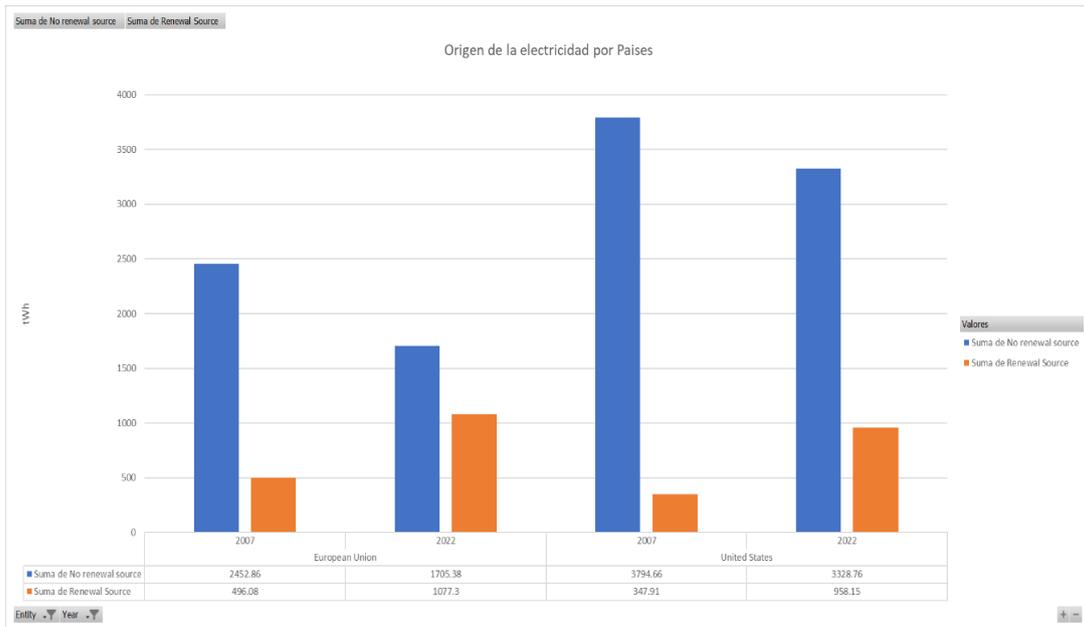


Figura 4.4 Comparativa de cantidad electricidad generada por fuentes fósiles y renovables entre la UE y EE. UU [57].

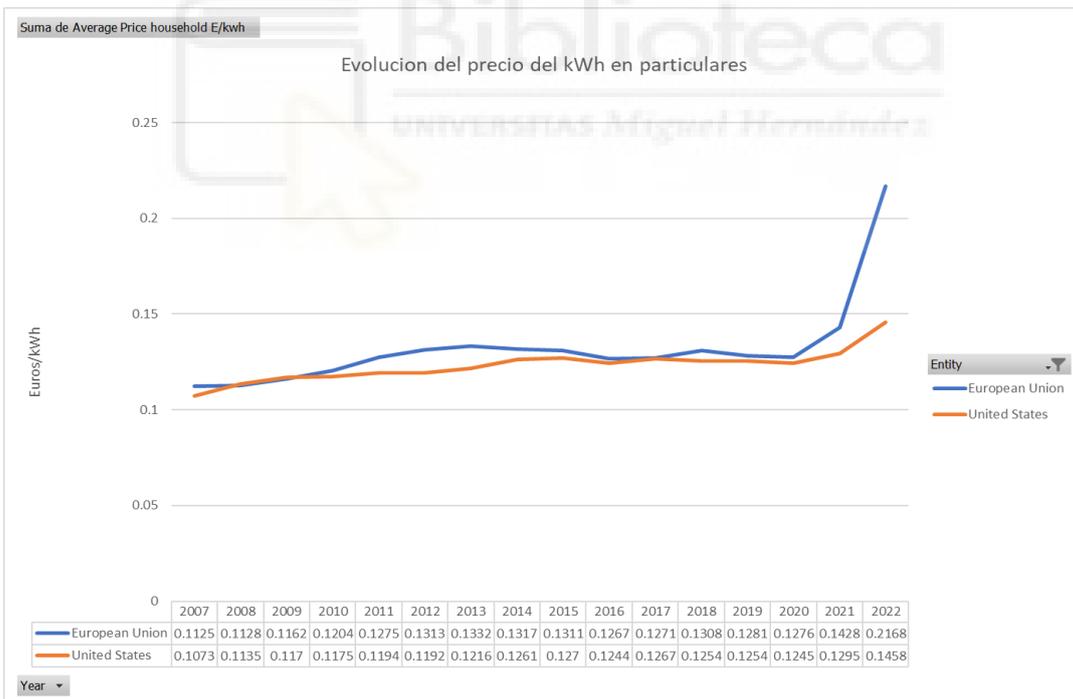


Figura 4.5 Evolución del coste medio de la electricidad en €/KWh entre hogares a UE y EE. UU [58] y [59].

Aunque es cierto que la formación del precio es multifactorial y no depende solo de la electricidad generada con fuentes renovables, al comparar el precio del kWh de diferentes estados miembros de la Unión Europea y el origen de esa electricidad, se observa una

tendencia según la cual, a mayor presencia de fuentes renovables, mayor es el precio del kWh. En 2022, la electricidad más cara de la Unión Europea pertenecía a los países de Grecia e Irlanda, con valores de 0,3753 y 0,3258 euros por kWh [59], respectivamente. Por otro lado, ese año, la electricidad más barata en la Unión Europea estaba en los países de Hungría y Bulgaria, con un coste en euros del kWh de 0,07995 y 0,09335 [59], respectivamente. Analizando los datos de los 4 países, se puede observar que todos ellos han aumentado su producción de electricidad mediante renovables, pero en diferente proporción. Grecia e Irlanda pasaron de una producción mediante renovables de un 7,8% y un 10,9% en 2007 a un 76% y un 62,8% [57], respectivamente. En el otro extremo, los países con la electricidad más barata de la Unión Europea presentaron una producción de electricidad mediante renovables situada en torno al 25% en 2022.

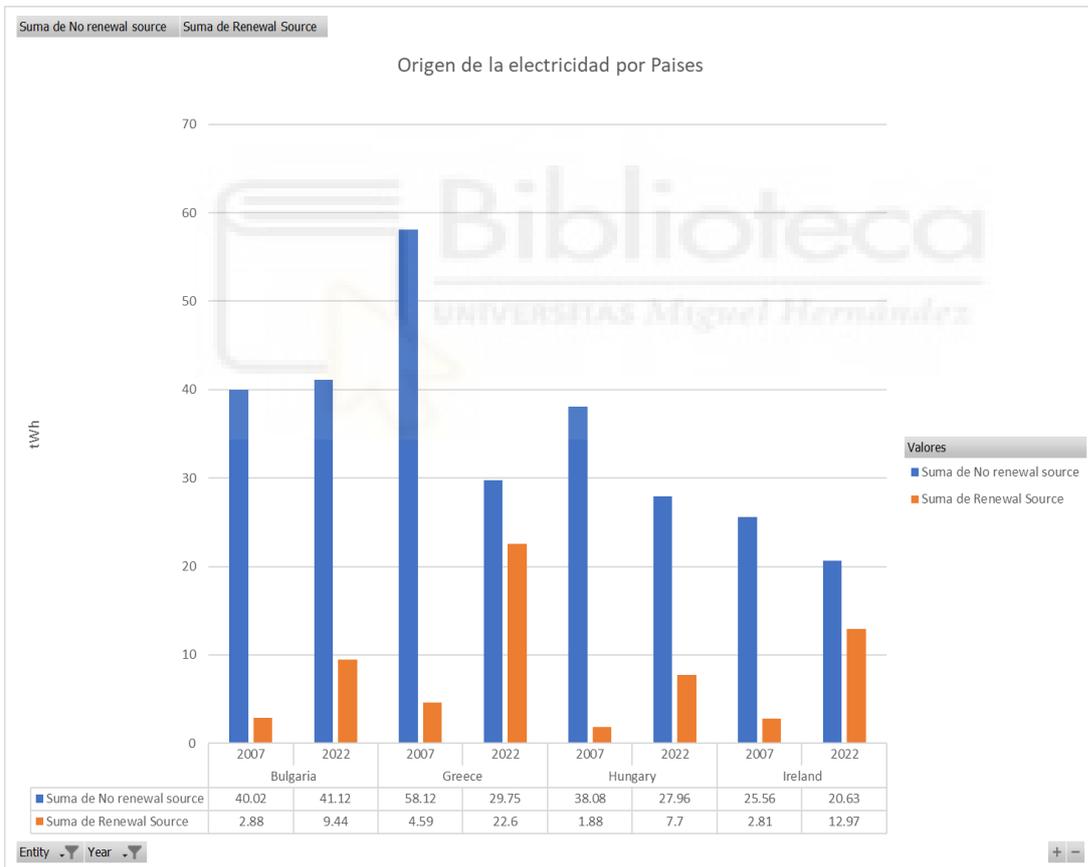


Figura 4.6 Comparativa de producción eléctrica con energía fósil y renovables entre los dos países con el coste del kWh más caro y el más barato [59].

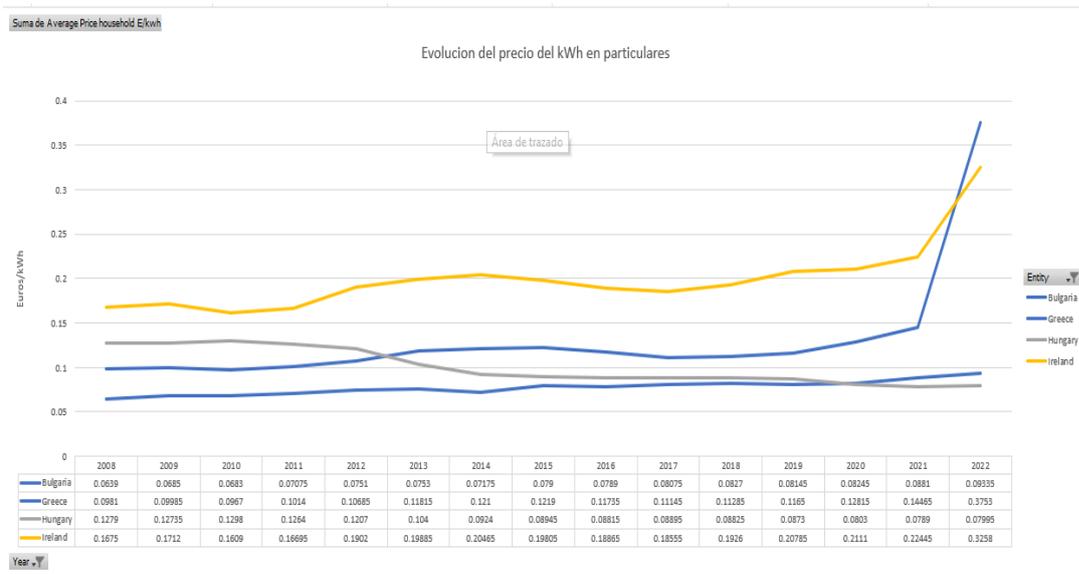


Figura 4.7 Evolución del precio del kWh en particulares en Bulgaria, Grecia, Hungría e Irlanda [59].



Figura 4.8 Precios de electricidad en 2022 para los países miembros de la UE [59].

4.2 PÉRDIDA DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Una de las características inherentes a la producción de electricidad a partir de fuentes renovables es su intermitencia. Cuando el sol no brilla, los paneles fotovoltaicos no pueden transformar la radiación solar en energía eléctrica, y lo mismo ocurre con los molinos eólicos cuando el viento no sopla. Esta variabilidad de las fuentes renovables puede llevar a que un sistema eléctrico sea incapaz de satisfacer la demanda de energía, haciéndolo menos robusto y más dependiente de factores poco controlables por el ser humano, como son las condiciones meteorológicas.

Dentro del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), España se ha comprometido a una introducción masiva de fuentes renovables, por lo que es crucial tener en cuenta los aspectos mencionados anteriormente. Se analizará la transición energética realizada por Alemania en los últimos años, debido a su similitud con la propuesta española. Alemania ha apostado por la implementación de energías renovables y ciclos combinados, al mismo tiempo que ha elaborado un plan para el cierre de sus centrales nucleares. En esta implementación de plantas renovables se ha considerado la compensación de la pérdida de potencia ocasionada por el cierre de las centrales nucleares, superando así el déficit de potencia que podría haber afectado al mix energético alemán.

Como se mencionó en el segmento dedicado a las renovables, Alemania ha transitado hacia un modelo de producción eléctrica denominado Energiewende. Tras el accidente nuclear en Fukushima, se desarrolló un plan de cierre de las centrales nucleares, que concluyó el año pasado. Paralelamente, se ha apostado por una implementación masiva de energías renovables. La evolución del mix energético se describió previamente, por lo que no se entrará en detalle, pero, en resumen, Alemania ha aumentado su generación a partir de fuentes renovables, confirmándose así que el país cuenta con una mayor capacidad instalada y se ha ido desplazando hacia una mayor producción por renovables.

Este incremento en la cantidad de GW instalados en el mix energético podría sugerir que el país cuenta con una mayor seguridad en el suministro energético. Sin embargo, al analizar el saldo neto de las exportaciones de electricidad de Alemania a lo largo de estos años de transición, se observa que, conforme evolucionaba el mix energético, la balanza energética variaba desde ser un país exportador neto de electricidad a convertirse en importador. Como se observa en la figura 4.9, en 2015, Alemania cerró el año con 56.6 TWh exportados; dos años más tarde, alcanzó un pico de 60 TWh exportados, y desde entonces se ha observado una caída constante, llegando a 2023, año del apagón nuclear, en el cual el país necesitó importar 11 TWh para satisfacer la demanda.

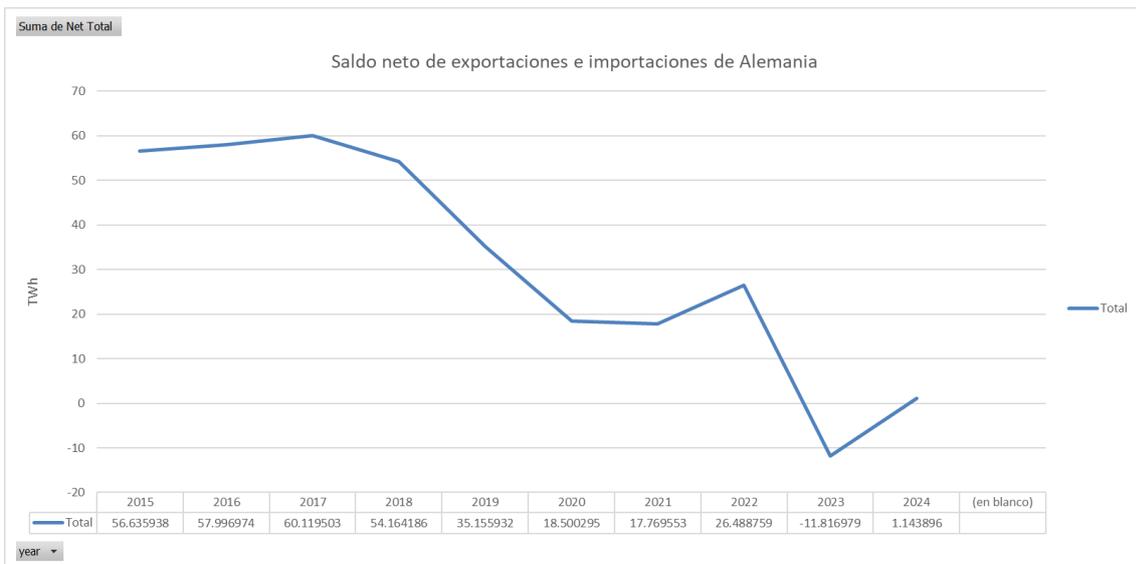


Figura 4.9 Saldo neto exportador de electricidad de Alemania [60].

Al observar las similitudes entre la transición energética de Alemania y la propuesta por España, es plausible considerar que España podría enfrentar una regresión en su seguridad energética, incluso instalando más capacidad de la pérdida por el cierre de las centrales nucleares. Aunque exista un superávit pronunciado de capacidad instalada, si las condiciones meteorológicas impiden el funcionamiento de estas plantas, dicho exceso sería irrelevante. Esta ha sido la experiencia de Alemania, donde en días nublados y con poco viento, los paneles fotovoltaicos y los molinos eólicos apenas contribuían con energía eléctrica para cubrir la demanda.

4.3 CONCLUSIONES

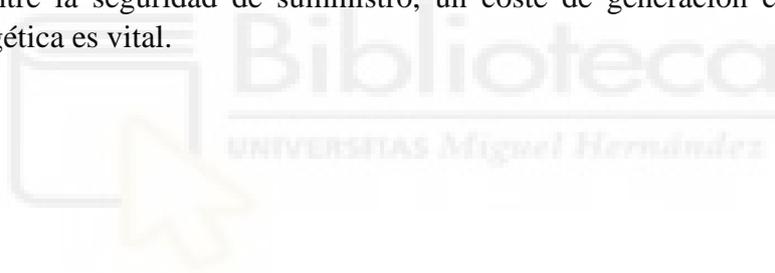
En conclusión, la transición hacia un sistema energético donde haya una fuerte presencia de fuentes renovables, tal como se ha delineado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), puede llegar a presentar desafíos notables. La apuesta por las renovables puede ser un paso esencial hacia un mix energético más limpio y la reducción de la dependencia de terceros países, alineándose con los objetivos globales de sostenibilidad y lucha contra el cambio climático.

Sin embargo, el análisis detallado revela que la adopción de tecnologías renovables no está exenta de complicaciones. La intermitencia inherente a la generación de energía solar y eólica plantea desafíos en cuanto a la fiabilidad y el costo del suministro eléctrico. El alto precio que indica el medidor LFSCOPE, sugiere que las renovables aún enfrentan barreras económicas significativas para su integración total en el sistema energético.

El estudio comparativo de Bank of America GLOBAL RESEARCH ilustra que, aunque las renovables prometen reducir los impactos ambientales de la generación eléctrica, su viabilidad económica, comparada con otras tecnologías bajo ciertas condiciones, requiere una evaluación más matizada [56]. La experiencia de Alemania [60] y la comparación de precios del kWh [59] en diferentes regiones indican que el camino hacia una mayor penetración de renovables en el mix energético puede llevar a aumentos en el costo de la electricidad para los consumidores [58] y [59].

Asimismo, la pérdida de seguridad de suministro es un aspecto crítico que debe ser abordado. La dependencia de factores climáticos y la reducción de la capacidad de generación constante y predecible, como la proporcionada por las centrales nucleares, pueden comprometer la estabilidad del sistema eléctrico y la capacidad de responder a las demandas de energía de manera eficiente, como ha sido el ejemplo de Alemania [38], [39], [40], [41] y [60].

En resumen, a medida que España busca avanzar hacia una mayor incorporación de energías renovables en su mix energético, es imperativo considerar no solo los beneficios ambientales y la independencia energética que estas tecnologías pueden ofrecer, sino también los desafíos económicos y de fiabilidad que acompañan su integración. Encontrar el equilibrio entre la seguridad de suministro, un coste de generación comedido y la seguridad energética es vital.



5 ANÁLISIS DEL MIX ENERGÉTICO DEL PNIEC Y PROPUESTA DE UN MIX ENERGÉTICO PARA ESPAÑA

En capítulos previos, se ha analizado la evolución del saldo neto exportador de electricidad de Alemania a medida que se introducía potencia renovable en detrimento de la energía nuclear y su coste de generación. Asimismo, se han realizado comparativas que relacionan el coste de generación y la cantidad de electricidad producida mediante fuentes renovables en diferentes mixes energéticos. A través de estos análisis, se ha evidenciado que basar las decisiones de gestión energética en un único aspecto conduce a consecuencias negativas. Por ejemplo, en Alemania y en otros países analizados en el Bloque 3, que cuentan con la electricidad más cara de la Unión Europea, el enfoque predominante en el prisma medioambiental en la toma de decisiones ha llevado a una pérdida de seguridad en el suministro y/o a un encarecimiento en el precio de producción de la electricidad. Por contraparte, aquellos países que han logrado obtener la electricidad más barata de la Unión Europea no han dado un peso significativo al cuidado por el medio ambiente.

Ante este escenario, el catedrático emérito de la Universidad de Barcelona, Mariano Marzo, propone el término 'trilema energético' como un marco conceptual esencial para la gestión de la energía. Según Marzo, las decisiones en esta área deben buscar un equilibrio entre tres puntos clave: seguridad de suministro, sostenibilidad ambiental y equidad energética. Este enfoque sugiere que una gestión energética efectiva y sostenible requiere una visión holística que integre estas tres dimensiones, evitando así las consecuencias negativas de centrarse en un único aspecto. El 'trilema energético' ofrece, entonces, una solución potencial para superar los desafíos identificados en los análisis previos, marcando una ruta hacia una política energética más equilibrada y sostenible a largo plazo.

Con la perspectiva del 'trilema energético' propuesta por Mariano Marzo como telón de fondo, este capítulo se dedicará a analizar la propuesta presentada en el PNIEC, y albergar una propuesta alternativa al mix energético proyectado por el PNIEC para España en 2030. Dicha propuesta busca abordar y mitigar los riesgos identificados previamente, alineándose con un enfoque equilibrado que integre de manera armónica los tres vértices del trilema: seguridad de suministro, sostenibilidad ambiental y equidad energética. Este enfoque no solo pretende minimizar los desequilibrios analizados en este trabajo, sino también fomentar una mayor diversificación en las fuentes de energía y reducir la dependencia energética del exterior, estableciendo así un camino hacia una gestión energética más resiliente y sostenible.

5.1 EXPLICACIÓN DEL CÓDIGO USADO

Para la conceptualización y análisis del mix energético alternativo, así como para su comparación con el esbozado por el PNIEC, se ha creado un código en el lenguaje Python. La finalidad de este código es simular la generación de electricidad en España con diferentes potencias instaladas y calcular las emisiones de CO₂ asociadas a estas potencias. En el Anexo E, se explica de forma más extensa el código y la metodología de cálculo. Se procederá a continuación a una breve explicación.

Primero, se ha definido la potencia instalada en España, según los datos de la página web de Red Eléctrica de España (REE) a fecha de julio de 2024. A partir de esta base, el usuario tiene la posibilidad de ajustar los valores de potencia instalada de diversas tecnologías energéticas. Esto permite simular diferentes escenarios hipotéticos, como el cierre de las centrales nucleares programado para 2035, la adición de baterías al mix energético español o la reducción del uso de fuentes de respaldo como los ciclos combinados o las centrales de carbón. Las variables modificables incluyen tecnologías renovables como la energía eólica y solar, así como fuentes convencionales como la nuclear y el almacenamiento.

Una vez que el usuario define la cantidad de potencia instalada en España, se inicia la fase de cálculo. El procesamiento de los datos sigue este esquema: primero, se calcula la capacidad teórica de generación de un primer bloque de tecnologías, ajustada por el factor de carga correspondiente. Este bloque está compuesto por cogeneración, nuclear y renovables (solar fotovoltaica, solar térmica y eólica). La capacidad de generación de este primer bloque se calcula hora a hora siguiendo el orden establecido.

Posteriormente, se compara la producción horaria con la demanda horaria para determinar si existen excedentes o déficits de energía. Para establecer el valor de la demanda horaria, se han utilizado los datos de España correspondientes a 2019, obtenidos de la web de REE, como referencia. Se eligió 2019 porque fue el primer año en que los datos de demanda energética no estuvieron condicionados por las restricciones de la COVID-19 ni por una menor actividad empresarial.

El programa analiza estos datos para cada hora del año y evalúa si el primer bloque de generación (Cogeneración, nuclear, solar fotovoltaica, solar térmica y eólica) es suficiente para cubrir la demanda o si se presenta un déficit de generación. Los excedentes, si se diesen con el primer bloque de tecnologías, se almacenan en baterías o sistemas de bombeo, siempre que exista capacidad de almacenamiento disponible. En caso de déficit, se activa el segundo bloque de tecnologías, que incluye almacenamiento (bombeo y baterías), generación hidráulica, ciclos combinados y carbón.

La generación de cada tecnología en este segundo bloque se calcula hora a hora, incorporando tecnologías en el orden previamente especificado: primero almacenamiento, seguido de hidráulica, ciclos combinados y, finalmente, carbón, hasta cubrir el déficit detectado. Para el caso de este bloque de tecnologías, tan solo la hidráulica cuenta con un

factor de carga propio. El valor del coeficiente para el gas natural y el carbón se ha simplificado a 1.

Este cálculo se realiza para cada hora del año y se almacena en un archivo CSV que refleja todos los datos obtenidos por hora. Estos datos se representan gráficamente, mostrando de forma visual cuánta energía ha generado cada tecnología en el mix en comparación con la demanda. Los gráficos abarcan una semana de generación y se crean tantos gráficos como semanas tiene un año natural.

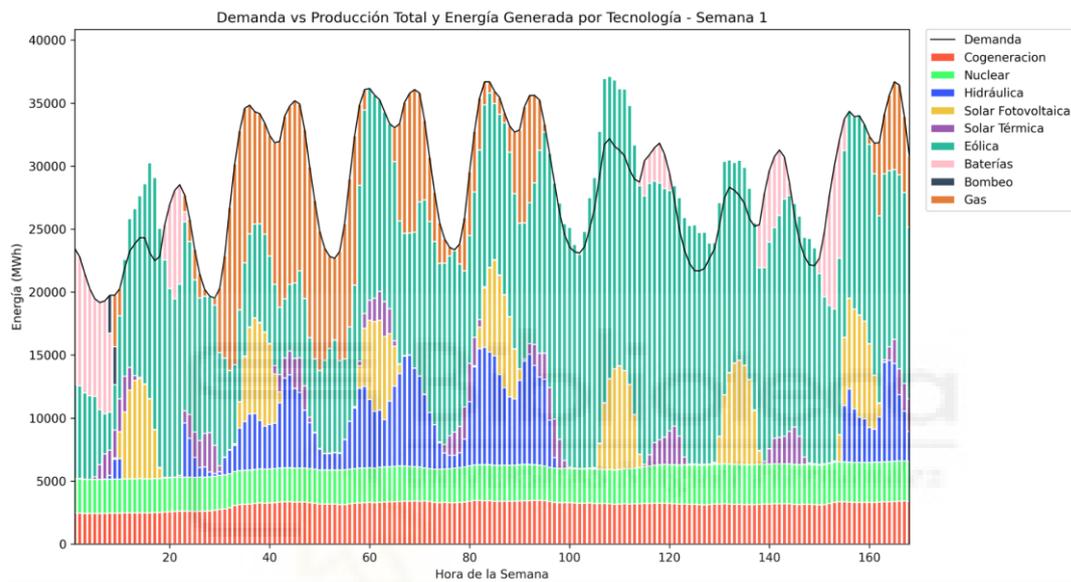


Figura 5.1 Ejemplo de gráficas generadas por el software.

El cálculo de la generación de electricidad se realiza mediante un bucle de 8760 iteraciones, correspondiente a cada hora del año. Para cada iteración, el programa calcula la generación horaria multiplicando la potencia instalada de cada tecnología por su factor de carga correspondiente. La generación horaria se suma de forma ordenada para todas las tecnologías seleccionadas en el mix energético, permitiendo así evaluar si la producción es suficiente para cubrir la demanda o si se requiere el uso de tecnologías adicionales o almacenamiento. Este proceso garantiza un análisis detallado y ajustado a las configuraciones definidas por el usuario.

$$\text{Generación} = \text{Potencia instalada} \times \text{Factor de carga} \quad (5.1)$$

Para la obtención del factor de carga de cada tecnología se ha seguido la siguiente metodología. A través de los datos de generación almacenados en la web de Red Eléctrica, se ha calculado el coeficiente mediante el cociente entre la energía generada por cada tecnología y la potencia instalada de dicha tecnología en 2019. Como en el caso de los valores de la demanda, se han escogido los datos de generación y potencia del año 2019. En el anexo F se puede observar con más detalle cómo se obtienen los coeficientes del factor de carga.

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Energía generada}}{\text{Potencia instalada}} \quad (5.2)$$

Gestión del almacenamiento

En el sistema de almacenamiento, tanto las baterías como el almacenamiento hidráulico (bombeo) desempeñan un papel esencial en la gestión de los excedentes energéticos y en la compensación de déficits. A continuación, se describe su funcionamiento:

Baterías

La capacidad total de las baterías se calcula a partir de la potencia instalada y la duración establecida en el sistema, que se ha fijado en 8 horas. Por ejemplo, si la potencia instalada de las baterías es de 1000 MW, su capacidad total será de 8000 MWh.

El estado de carga inicial de las baterías se establece en el 50% de su capacidad total, permitiendo un margen para operaciones de carga y descarga. Durante las horas con excedente energético, las baterías se recargan con la energía sobrante, mientras que en momentos de déficit, proporcionan energía al sistema. Estos procesos están sujetos a las siguientes limitaciones:

- **Límite de carga y descarga horaria:** La cantidad máxima de energía que se puede cargar o descargar por hora está determinada por la potencia instalada de las baterías, medida en MW.

- **Capacidad disponible:** Las baterías sólo pueden recargarse hasta alcanzar su capacidad máxima.

Sin embargo, el proceso no es completamente eficiente. Durante la carga, se pierde un 5% de la energía almacenada, y otro 5% se pierde durante la descarga. Esto se refleja en coeficientes de eficiencia del 95% tanto para la carga como para la descarga.

Almacenamiento hidráulico (bombeo)

El almacenamiento hidráulico utiliza los excedentes energéticos para bombear agua hacia un embalse superior, almacenando energía que puede ser recuperada cuando la demanda supera la oferta. La capacidad total del sistema de bombeo se calcula a partir de la potencia instalada y la duración fijada en horas.

El estado inicial de almacenamiento en el sistema hidráulico también se establece en el 50% de su capacidad total, con márgenes similares para carga y descarga. Cuando hay un excedente, el bombeo utiliza esta energía para almacenar agua, y en caso de déficit, el agua almacenada se libera para generar electricidad.

Al igual que las baterías, el almacenamiento hidráulico está sujeto a límites por hora basados en su potencia instalada y también tiene pérdidas de eficiencia:

- **Eficiencia de bombeo:** Solo el 90% de la energía utilizada para bombear agua se almacena como energía potencial.
- **Eficiencia de generación:** Durante la generación, el 90% de la energía potencial almacenada se convierte en electricidad utilizable, mientras que el 10% se pierde.

Cálculo de la Inestabilidad

El cálculo de la inestabilidad en el sistema energético se lleva a cabo mediante la evaluación del excedente de energía en relación con la demanda en cada hora del año. La inestabilidad se produce cuando la producción total de energía supera de forma considerable la demanda en una hora específica, lo que puede generar un desequilibrio en la red eléctrica.

Para detectar este fenómeno, el código primero calcula el excedente de energía como la diferencia entre la producción horaria total y la demanda horaria. Si la producción es mayor que la demanda, se genera un excedente. A partir de este excedente, el código calcula el porcentaje de inestabilidad dividiendo el excedente por la demanda y multiplicando el resultado por 100. Este valor refleja cuánto representa el excedente en comparación con la demanda total de esa hora.

$$Inestabilidad = \left(\frac{\text{Excedente de energía}}{\text{Demanda}} \right) \times 100 \quad (5.3)$$

Si este porcentaje de inestabilidad es superior al 15%, el sistema considera que ha ocurrido una hora inestable. Este umbral del 15% se utiliza como un indicador para determinar cuándo el excedente de energía comienza a ser un problema potencial para el equilibrio de la red. Cada vez que se detecta una hora inestable, el código genera una notificación indicando la hora específica en la que ocurre esta situación.

Cálculo de las Emisiones de CO₂

El cálculo de las emisiones de CO₂ en el sistema se realiza en base a las tecnologías que emiten gases de efecto invernadero durante la generación de electricidad. En este caso, las tecnologías emisoras de CO₂ consideradas son la cogeneración, el gas natural y el carbón. El código sigue un enfoque basado en las siguientes tasas de emisión:

1. **Factores de Emisión:** Cada tecnología emisora de CO₂ tiene un factor de emisión específico, que indica cuántas toneladas de CO₂ se emiten por cada megavatio-hora (MWh) de electricidad generada:
 - **Cogeneración:** 0,38 toneladas de CO₂ por cada MWh generado.
 - **Gas Natural:** 0,37 toneladas de CO₂ por cada MWh generado.
 - **Carbón:** 0,96 toneladas de CO₂ por cada MWh generado.

Estos valores reflejan la intensidad de carbono de cada fuente de energía, con el carbón siendo la fuente más contaminante, seguido del gas natural y la cogeneración.

2. **Cálculo de Emisiones Horarias:** Para cada hora, el código calcula las emisiones de CO₂ multiplicando la cantidad de energía generada por cada tecnología emisora de CO₂ por su respectivo factor de emisión. La fórmula es:

$$\begin{aligned} \text{Emisiones de CO}_2 = & (\text{Energía Cogenerada} \times 0.38) + (\text{Energía por Gas} \times 0.37) \\ & + (\text{Energía por Carbón} \times 0.96) \end{aligned} \quad (5.4)$$

3. **Sumatoria de Emisiones:** A lo largo de todo el período de simulación (un año completo dividido en 8760 horas), el código va acumulando las emisiones de cada hora. Esto permite calcular las emisiones totales de CO₂ a lo largo del año, proporcionando una métrica clave para evaluar el impacto ambiental del sistema energético simulado.

4. Porcentaje de Electricidad Libre de CO₂: El código también calcula qué porcentaje de la energía generada en cada hora proviene de fuentes libres de emisiones de CO₂. La fórmula utilizada es:

$$\% \text{ de Electricidad Libre de CO}_2 = \left(\frac{\text{Producción Total} - \text{Energía con CO}_2}{\text{Producción Total}} \right) \times 100 \quad (5.5)$$

5.2 ANÁLISIS DEL PNIEC

Una vez introducida la metodología de cálculo para los diferentes mix energéticos, se procederá a analizar el planteamiento que propone el PNIEC. La potencia propuesta para España es la siguiente [11]:

- Eólica: 62.044 MW
- Solar fotovoltaica: 76.387 MW
- Solar termoeléctrica: 4.800 MW
- Hidráulica: 14.511 MW
- Biogás: 440 MW
- Otras renovables: 80 MW
- Biomasa: 1.409 MW
- Carbón: 0 MW
- Ciclo combinado: 26.612 MW
- Cogeneración: 3.784 MW
- Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares): 1.830 MW
- Residuos y otros: 342 MW
- Nuclear: 3.181 MW
- Almacenamiento: 18.543 MW
- Total: 213.963 MW

Cogiendo como referencia la potencia instalada que hay en España a fecha de Julio de 2024 (126.286 MW) [61]. Para llegar a las cifras planteadas quedarían pendientes de instalar:

- Eólica: 30.683 MW
 - Solar fotovoltaica: 49.322 MW
 - Solar termoeléctrica: 2.500MW
 - Almacenamiento: 18.543 MW
 - Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares): 1031 MW
-

Atendiendo al coste que tiene instalar cada tecnología el coste estaría distribuido de la siguiente manera [62] y [63]:

- Solar fotovoltaica: 59.336 millones de euros
- Solar termoeléctrica: 17.932 millones de euros
- Eólica: 47.746 millones de euros
- Baterías: 22.206 millones de euros
- Coste total: 147.220 millones de euros

El objetivo del análisis era evaluar la capacidad del sistema para satisfacer la demanda energética y su potencial para generar inestabilidades debido a un exceso de producción. Además, se calculó la cantidad de emisiones de CO₂ del sistema para verificar si se alineaba con los objetivos establecidos. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

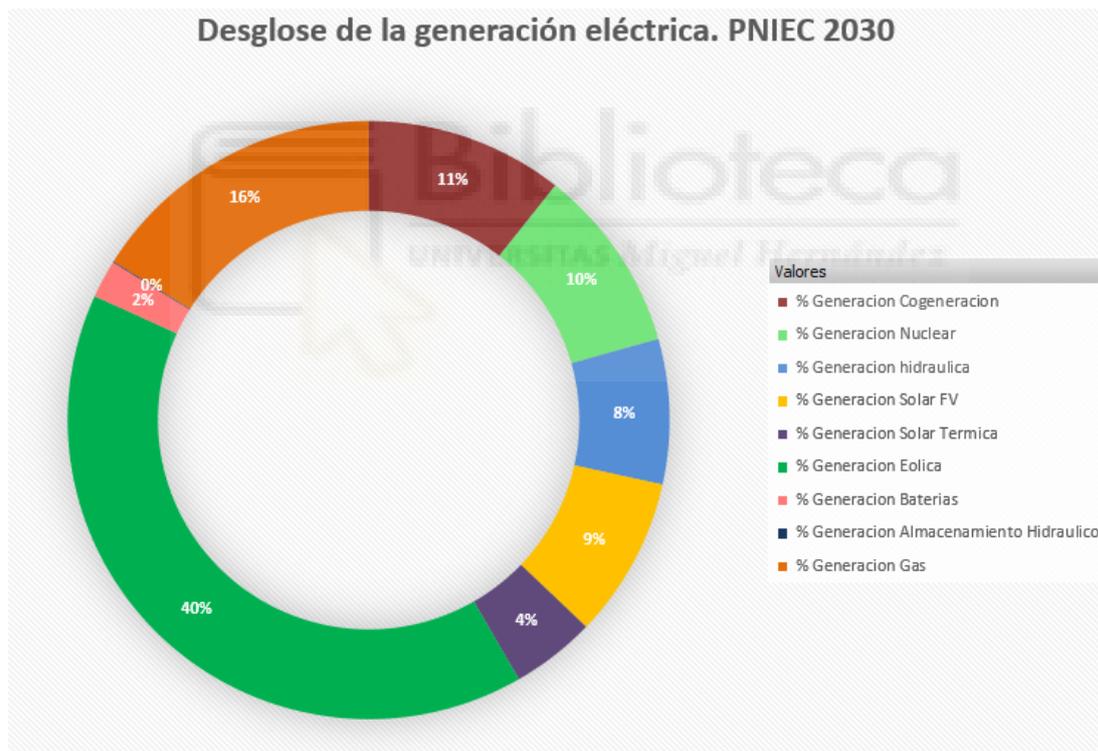


Figura 5.2 Resultados de la simulación de la propuesta del PNIEC en el apartado de producción eléctrica.

Tabla 5.1 Resultados de la simulación de la propuesta del PNIEC en el apartado de producción eléctrica.

Tecnología de Generación	Valores (%)
Cogeneración	10,93
Nuclear	10,22
Hidráulica	8,03
Solar Fotovoltaica	8,9
Solar Térmica	4,65
Eólica	41,15
Almacenamiento Baterías	2,1
Almacenamiento Hidráulico	0,05
Gas Natural	16,5

Se puede observar que en la producción anual predomina la generación a partir de energía eólica, que representa un 40% del total. Otras tecnologías renovables, como la solar fotovoltaica y la hidráulica, también juegan un papel importante, con un 8,90% y un 8,03%, respectivamente. La generación nuclear constituye aproximadamente un 10,22%, mientras que los ciclos combinados de gas suman un 16,5% del total.

En cuanto a las tecnologías con menor participación, la solar térmica representa un 4,65%, y la cogeneración alcanza el 10,90%. Las tecnologías de almacenamiento, tanto baterías como bombeo hidráulico, tienen una participación mucho más reducida, con un 2,10% y un 0,05%, respectivamente. Estos valores reflejan un mix energético con una presencia significativa de fuentes renovables, siendo la eólica la predominante.

Este desglose muestra la evolución hacia un mix energético más sostenible, lo que se traduce en menores emisiones de CO₂ y una intensidad de carbono más baja de lo habitual

en España. La fuerte presencia de generación energética renovable ha tenido un impacto notable en la reducción de la intensidad de carbono.

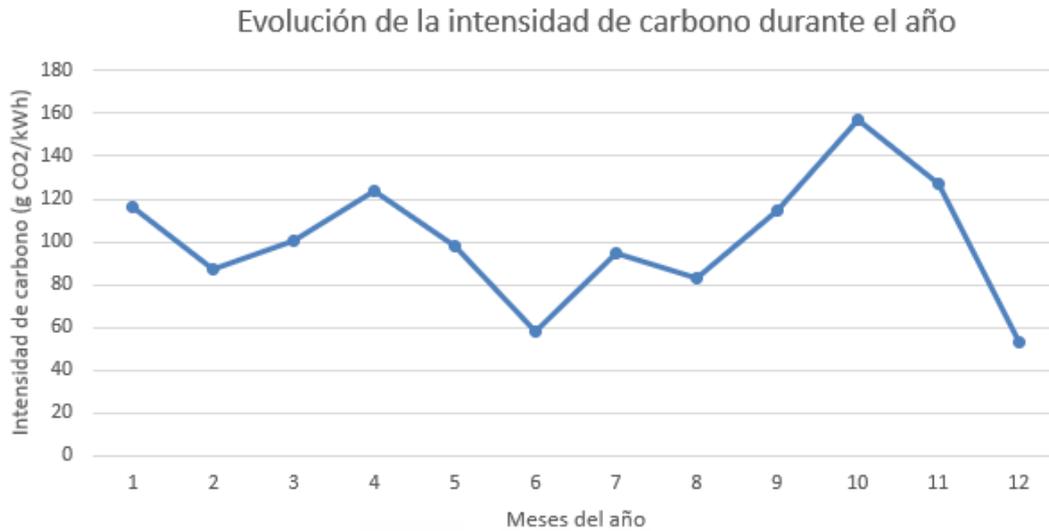


Figura 5.2 Valores de la intensidad de carbono obtenidos en la simulación del PNIEC.

Tabla 5.2 Valores obtenidos en la simulación del PNIEC en el apartado de generación de electricidad libre de emisiones.

Meses del año	Promedio de Intensidad de Carbono (g CO2/kWh)
Enero	115,95
Febrero	87,43
Marzo	100,77
Abril	123,62
Mayo	98,24
Junio	57,98
Julio	94,47
Agosto	83,24

Septiembre	114,76
Octubre	157,14
Noviembre	126,87
Diciembre	53,21
Promedio anual	101,3

En términos de inestabilidad, los datos muestran que 321 horas se consideran inestables, lo que representa un 3,6% de las horas totales del año. Estas horas se concentran principalmente en los meses de junio, julio y diciembre. Los datos de junio y julio se explican por la alta generación de energía solar fotovoltaica y eólica, especialmente por la gran cantidad de generación eólica, como se puede observar en la figura 5.3. Los datos de inestabilidad en diciembre también están marcados por la sobreproducción eólica (figura 5.4).

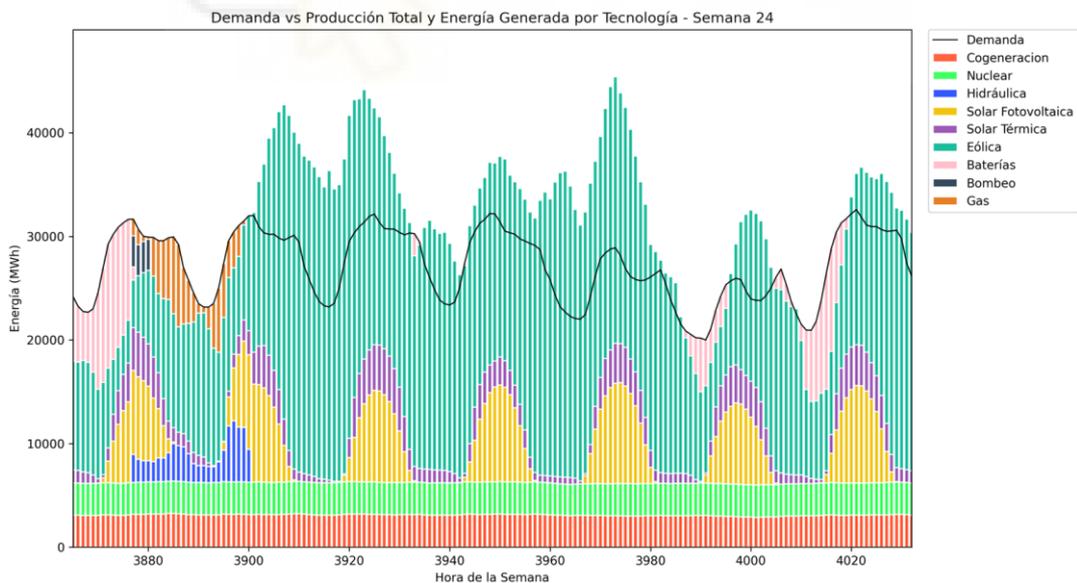


Figura 5.3 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 24 del año.

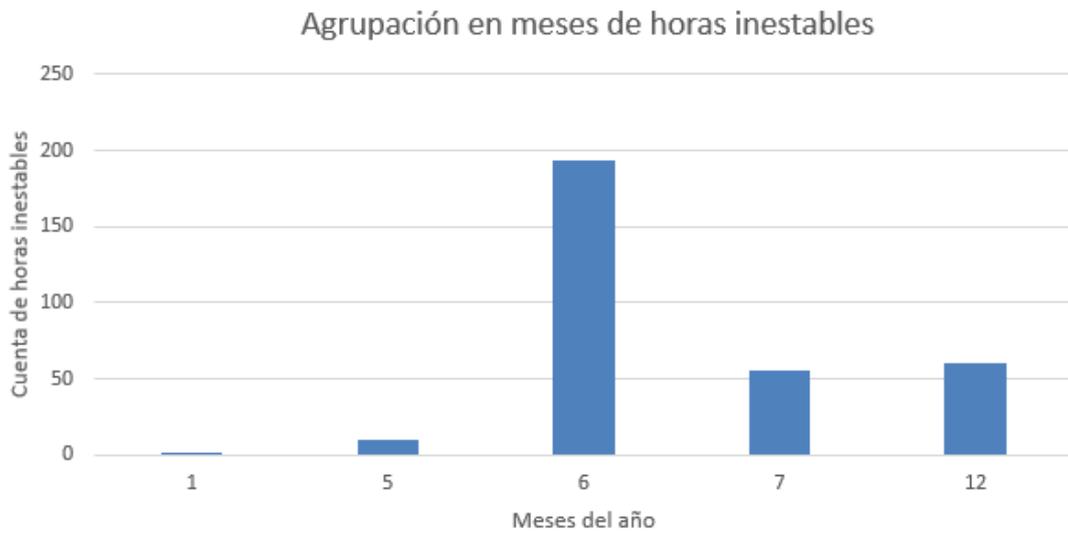


Figura 5.4 Distribución de las horas inestables a lo largo del año.

Los gráficos muestran que la sobreproducción de energía alcanza valores significativos, llegando a picos cercanos a los 40.000 MWh en algunos días del año. Al comparar estos valores con las curvas de demanda, se observa que en varios momentos la producción casi duplica la demanda, lo que podría derivar en problemas de gestión de la red eléctrica. Además, una de las dificultades que presenta la sobreproducción de la generación eólica son las repentinas caídas, lo que aumenta la complejidad de su gestión.

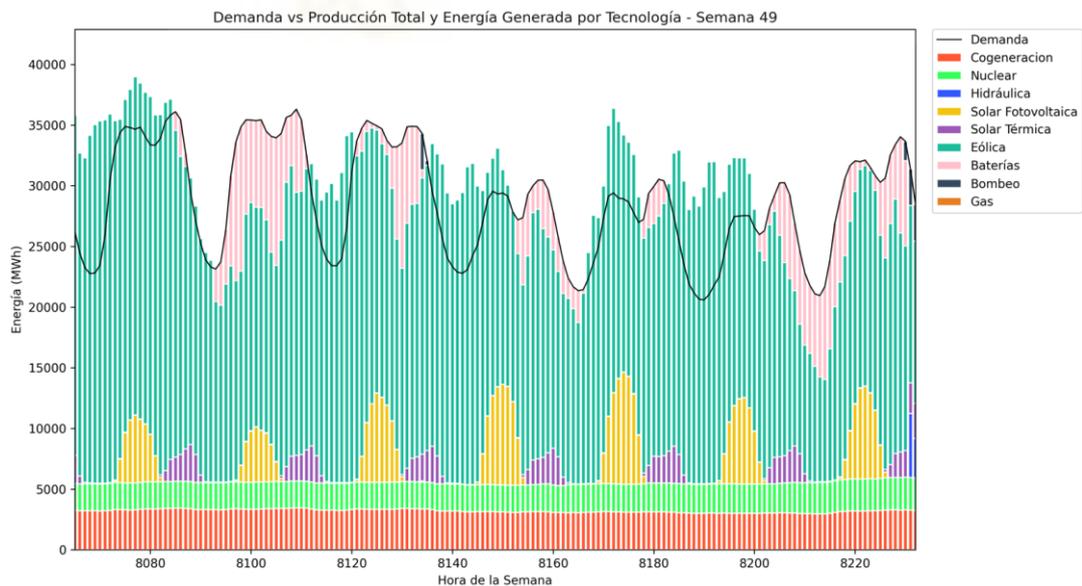


Figura 5.5 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 49 del año.

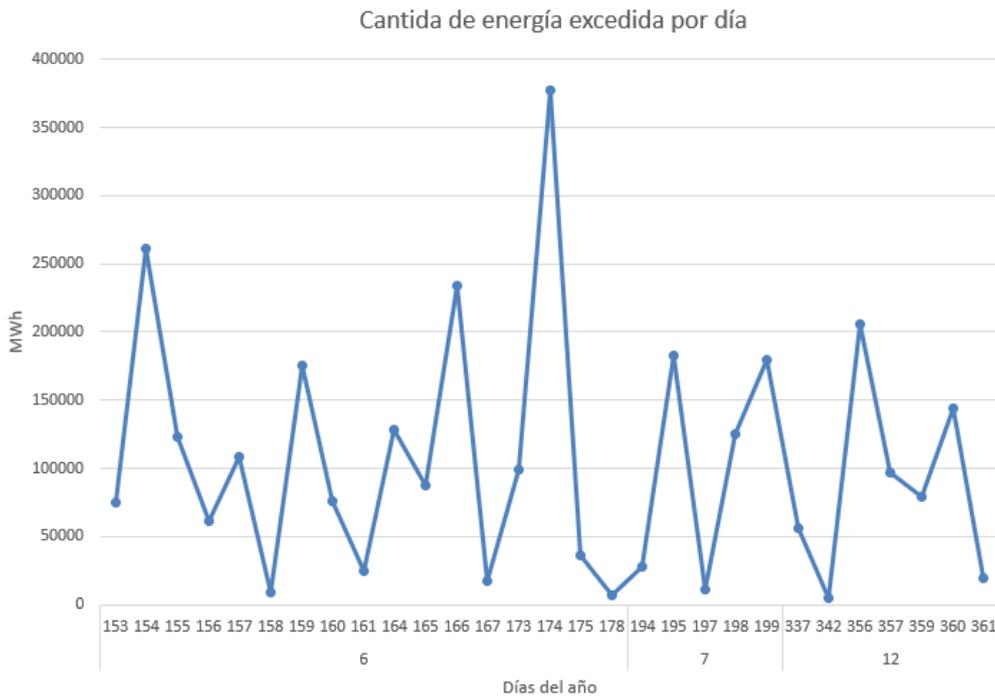


Figura 5.6 Cantidad de energía excedida en los días de inestabilidad.

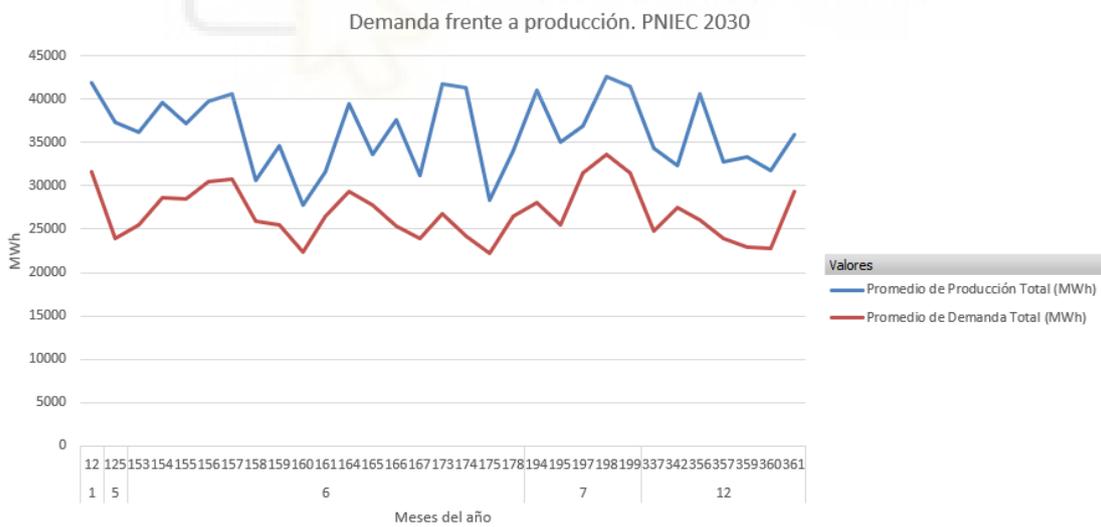


Figura 5.7 Comparativa de la producción frente a la demanda en los días inestables.

El análisis de escenarios donde la producción eólica y solar (fotovoltaica y térmica) es baja muestra resultados favorables, ya que no se han producido cortes de electricidad debido a

la incapacidad de cubrir la demanda. En la figura 5.7, que abarca las horas entre 7620 y 7640 del año, se puede observar un momento de baja producción eléctrica por parte de la energía eólica y de la solar fotovoltaica. Sin embargo, los ciclos combinados de gas compensan este déficit de generación, logrando cubrir la demanda de manera efectiva. Esto demuestra la capacidad del sistema energético para gestionar las fluctuaciones en la producción renovable, apoyándose en tecnologías como el gas natural para asegurar un suministro eléctrico estable.

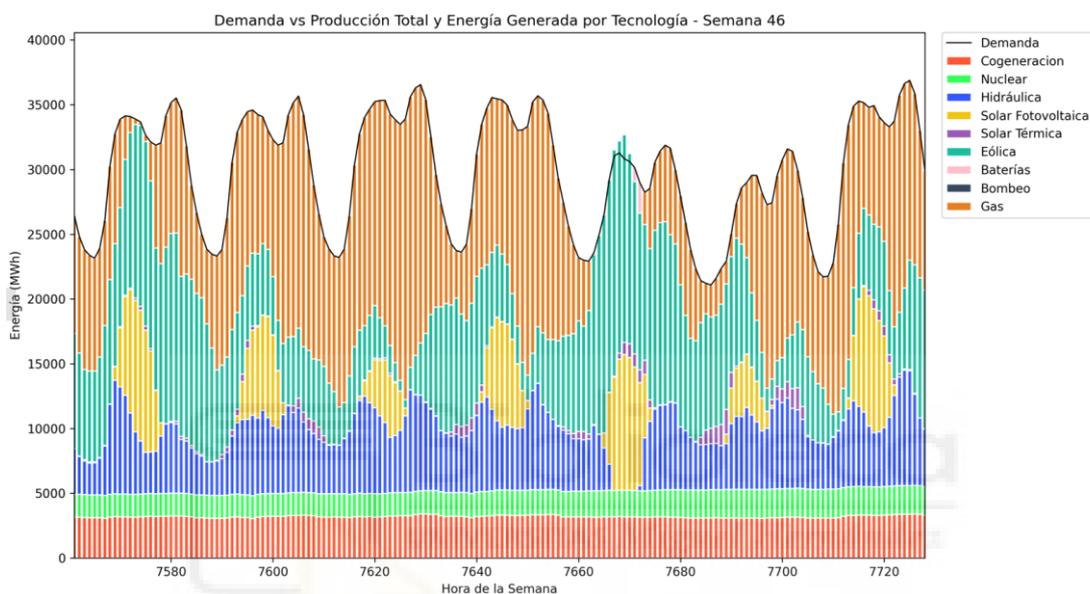


Figura 5.8 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 46 del año.

5.2.1 Análisis del PNIEC en el año 2035

Debido al planteamiento de cierre de las centrales nucleares para el año 2035 en la propuesta del PNIEC, también se ha analizado cómo se comportaría el mix energético bajo ese escenario. En términos de generación, la pérdida de las centrales nucleares ha sido compensada por los ciclos combinados y el aporte de la energía almacenada en las baterías. Los ciclos combinados han pasado de representar el 16% de la producción total de electricidad en un año en 2030 a alcanzar el 24% en 2035. Un valor que también ha aumentado es la generación eólica, que ha podido contribuir más a cubrir la demanda, ya que menos veces se encontraba generando electricidad por encima de la curva de demanda. Este hecho ha afectado el aporte de energía de las baterías, ya que no se ha producido tanto

superávit energético para cargarlas, y su participación ha disminuido del 2% en 2030 al 1% en 2035.

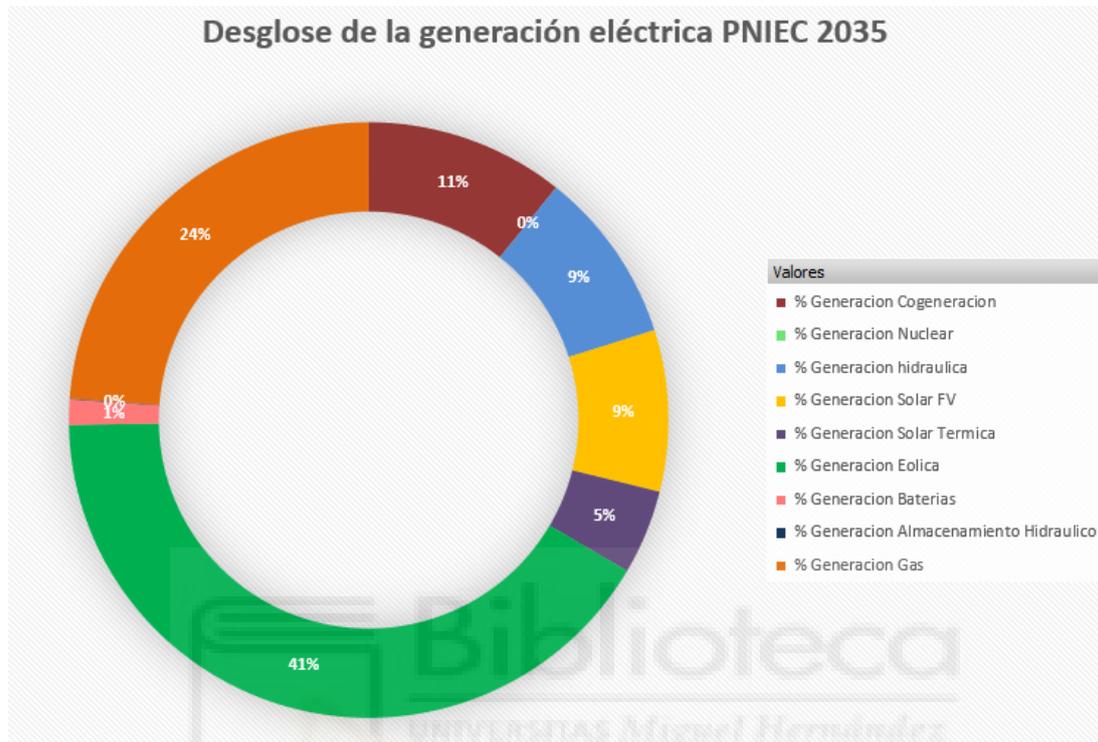


Figura 5.9 Resultados de la simulación de la propuesta del PNIEC 2035 en el apartado de producción eléctrica.

Tabla 5.3 Resultados de la simulación de la propuesta del PNIEC en el apartado de producción eléctrica.

Tecnología de Generación	Valores (%)
Cogeneración	10,93
Nuclear	0,0
Hidráulica	9,52
Solar Fotovoltaica	8,9
Solar Térmica	4,65

Eólica	41,96
Almacenamiento Baterías	1,4
Almacenamiento Hidráulico	0,04
Gas Natural	24,24

Estos cambios en la producción eléctrica han tenido un impacto negativo en las emisiones de CO₂ como era de esperar con la mayor presencia de los ciclos combinados de gas. El promedio anual de la intensidad de carbono se ha incrementado en un 31% pasando de 101,3 g CO₂/kWh en 2030 a 130,44 g CO₂/kWh.

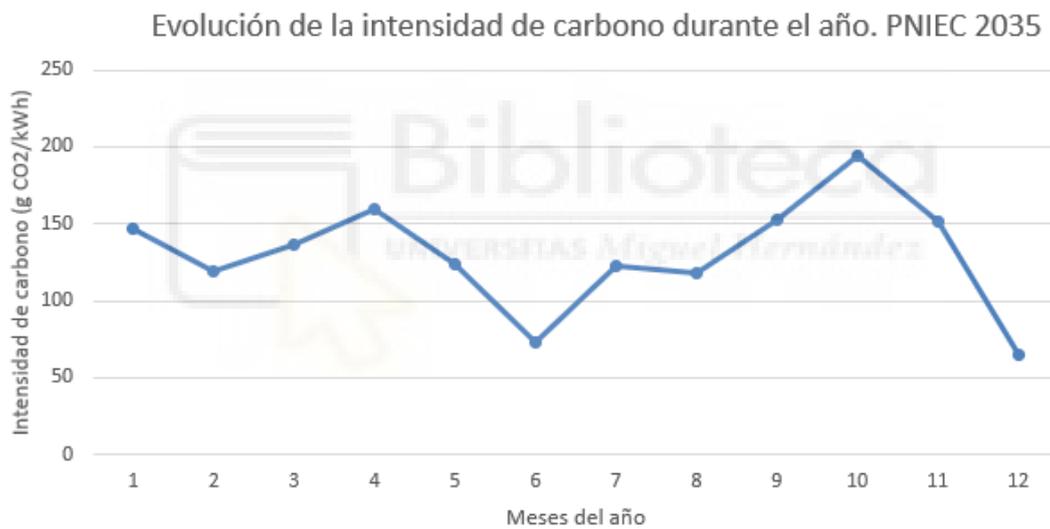


Figura 5.10 Resultados de la intensidad de carbono de la simulación para el PNIEC en el escenario 2035.

Tabla 5.4 Valores de la intensidad de carbono promedio de cada mes del año.

Meses del año	Promedio de Intensidad de Carbono (g CO ₂ /kWh)
Enero	146,34
Febrero	119,2
Marzo	135,94
Abril	159,97
Mayo	123,83
Junio	73,57
Julio	123,07
Agosto	118,08
Septiembre	152,45
Octubre	193,73
Noviembre	151,50
Diciembre	65,34
Promedio anual	130,4

En el apartado de la estabilidad del sistema también ha experimentado cambios, al desaparecer la potencia nuclear y al no quedarse la generación de electricidad a través de la eólica por encima de la demanda, se ha experimentado una reducción de horas inestables a lo largo del año. Prácticamente esa reducción ha sido a la mitad, 159 horas inestables en la simulación de 2035 frente a 321 en 2030. Comparado sobre las horas totales, en 2035 las horas inestables representan el 1,8%.

En términos absolutos de excedentes energéticos también han resultado ser menores que los del año 2030 pero aun siendo valores menores sigue siendo un gran volumen de sobre generación de energía eléctrica que debería ser gestionada. En el gráfico 5.11 se puede

observa la comparativa entre 2030 y 2035, que con datos menores de excedente para 2035 aún siguen siendo un problema de gestión

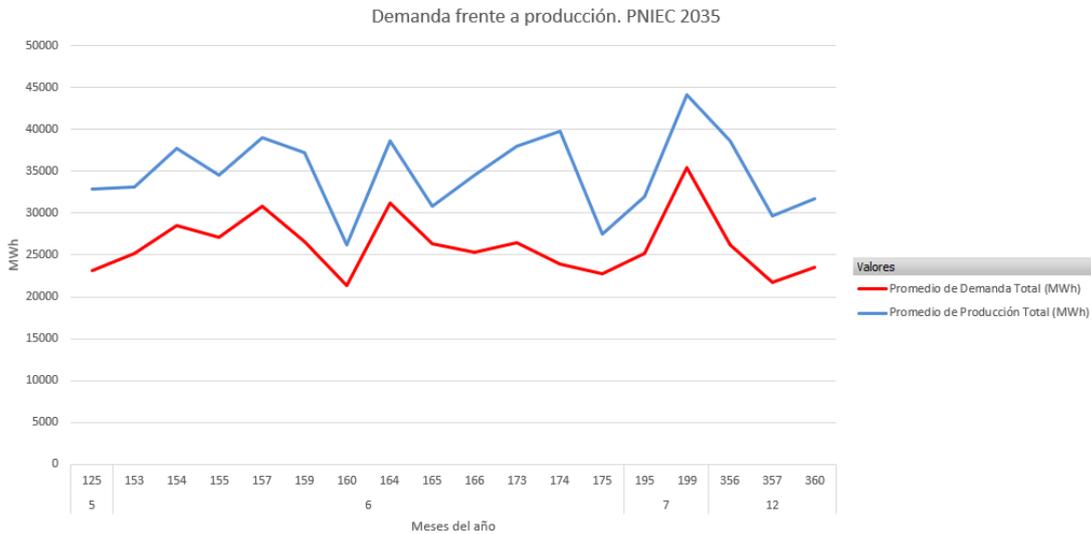


Figura 5.11 Valores promedio de demanda frente a producción en los días inestables.

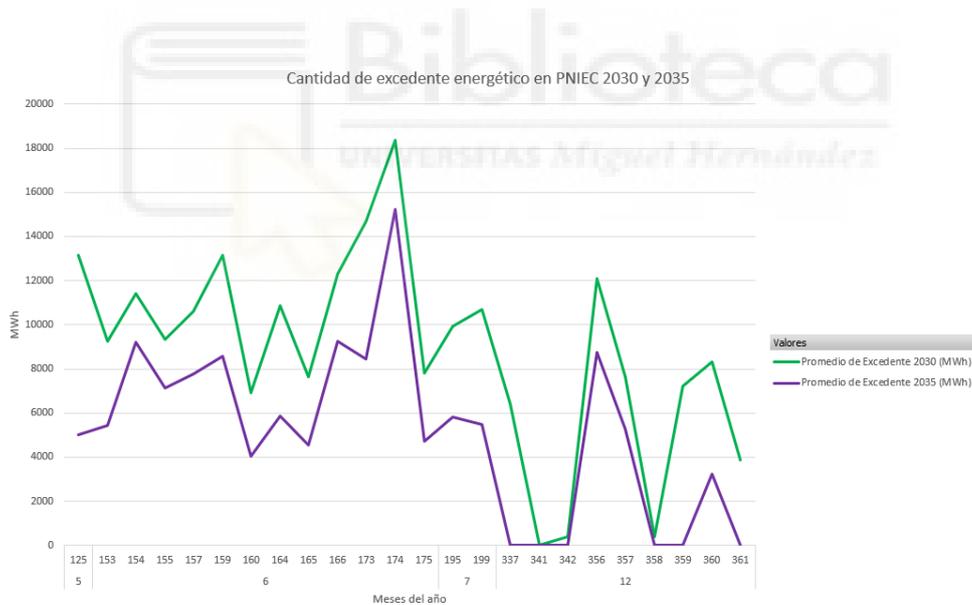


Figura 5.12 Cantidad de energía excedida en los escenarios de 2030 y 2035 en días inestables.

Para la semana 49 del año, también utilizada previamente para 2030 para representar escenarios de sobreproducción eléctrica, se observa que, como ocurre en los datos de 2030, se producen grandes volatilidades en la producción total de energía. En un intervalo de pocas horas, se observan grandes variaciones en la producción, pasando de escenarios de

sobreproducción a escenarios donde es necesario el aporte de energía almacenada en baterías.

La volatilidad observada en la semana 49 del año representa un desafío significativo para los operadores del sistema eléctrico, ya que gestionar estas fluctuaciones en la producción energética implica una mayor complejidad técnica. La dificultad radica en coordinar la intermitencia de la generación eólica, cuya producción varía considerablemente tanto temporalmente como a nivel geográfico, con la gestión eficiente de las baterías y la integración de ciclos combinados. Este equilibrio entre diferentes fuentes es crítico, ya que mientras la eólica puede producir excesos en algunos momentos y lugares, en otros es insuficiente, lo que obliga a recurrir rápidamente a sistemas de respaldo como las baterías o a aumentar la generación con ciclos combinados. Esta necesidad de ajustar la oferta en tiempo real, teniendo en cuenta factores como la capacidad limitada de las baterías y la velocidad de respuesta de los ciclos combinados, incrementa la complejidad operativa, afectando tanto la estabilidad de la red como los costos operativos.

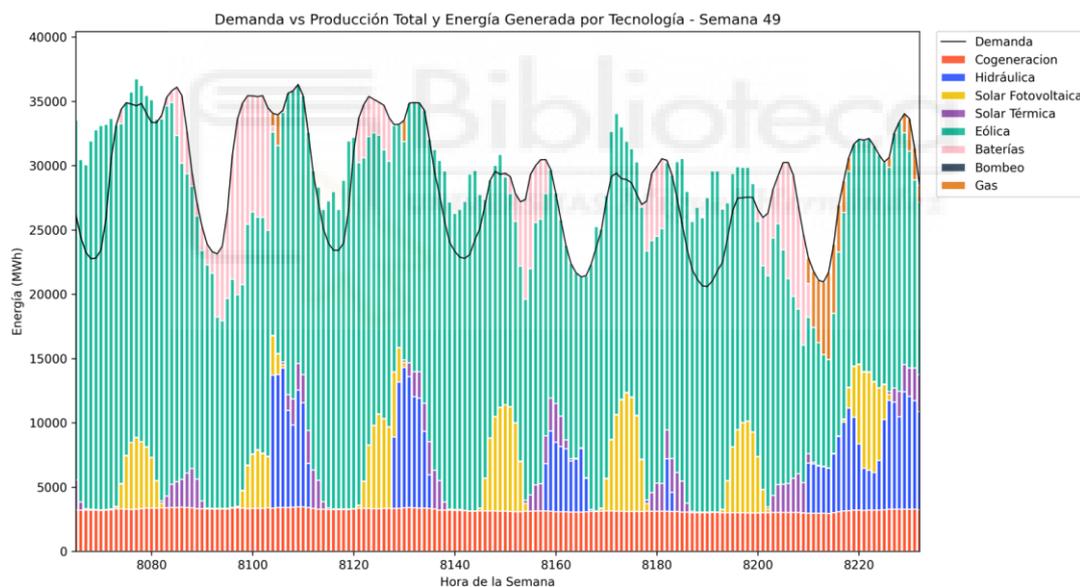


Figura 5.13 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 49 del año.

En un escenario de baja producción de las tecnologías intermitentes, la simulación garantiza el suministro en todo momento. En comparación con la misma semana en la simulación de 2030, con baja actividad de la eólica y la solar, se observa que en el periodo más crítico, entre las horas 7620 y 7640, el suministro sigue estando garantizado, aunque a través de un mayor uso de ciclos combinados. Si se comparan ambas imágenes, se puede

identificar un fenómeno ya mencionado: el aporte de la energía almacenada en baterías es menor debido a la reducción en los superávits y a la menor disponibilidad de energía para recargar las baterías. Se puede apreciar en el gráfico, donde en toda la semana, no entran en funcionamiento las baterías por no tener energía almacenada. Este cambio también se refleja en el aumento de la dependencia de tecnologías como los ciclos combinados para cubrir la demanda, lo que supone un incremento en las emisiones totales de CO₂. Mientras que en 2030 el respaldo energético provenía en gran parte de las baterías, en 2035 se hace necesario recurrir más frecuentemente a los ciclos combinados, que tienen un mayor impacto ambiental.

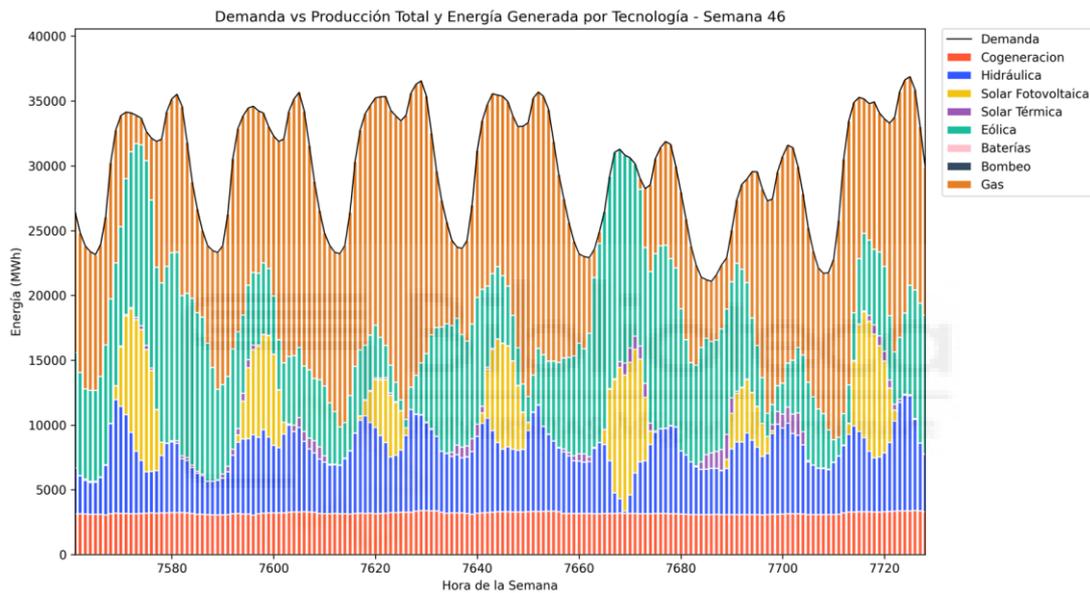


Figura 5.14 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 46 del año.

5.2 PROPUESTA ALTERNATIVA AL PNIEC

Las bases en las que se rige la propuesta de un mix alternativo al planteado al PNIEC, radican en el trilema energético. El autor de este concepto, Mariano Marzo catedrático emérito por la Universidad de Barcelona, define que en la gestión de la energía debe existir un equilibrio entre tres aspectos: Seguridad de suministro, sostenibilidad ambiental y equidad energética. Debe existir un suministro de energía, que tenga un precio asequible y además que tenga el mínimo impacto posible para el medio ambiente.

Bajo el concepto de trilema energético y tras las argumentaciones desarrolladas durante el trabajo fin de grado el mix energético propuesto consiste en añadir 5000 MW de producción eléctrica mediante reactores nucleares. A su vez, como ocurre en las propuestas del PNIEC se cierran las plantas de carbón y se mantienen los ciclos combinados abiertos. En el apartado de las renovables no se hacen más adiciones ni tampoco se añaden sistemas de almacenamiento por baterías. La potencia instalada de turbinación y bombeo tiene la capacidad de actuar como almacenamiento, por lo que la potencia instalada en España quedaría de la siguiente manera:

- Eólica: 25.685 MW
- Solar Térmica: 2.304 MW
- Solar Fotovoltaica: 8.754 MW
- Hidráulica: 14.511 MW
- Turbinación Bombeo: 3.331 MW
- Hidroeléctrica: 11 MW
- Nuclear: 12.117 MW
- Ciclo Combinado: 27.761 MW
- Carbón: 0 MW
- Cogeneración: 5.584 MW
- Otras renovables: 80 MW
- Residuos renovables: 170 MW
- Baterías Almacenamiento: 0 MW

Realizando el mismo ejercicio que se ha realizado anteriormente, el coste de añadir 5000 MW de energía nuclear, sería de 34.339 millones de euros [62].

Tal como se realizó previamente para el planteamiento del PNIEC, se ha analizado la capacidad del sistema para garantizar el suministro durante un año completo, observando su comportamiento en escenarios de alta y baja producción de tecnologías intermitentes, así como las emisiones de CO₂ generadas por el propio sistema. En términos de generación durante el año, estos han sido los resultados:

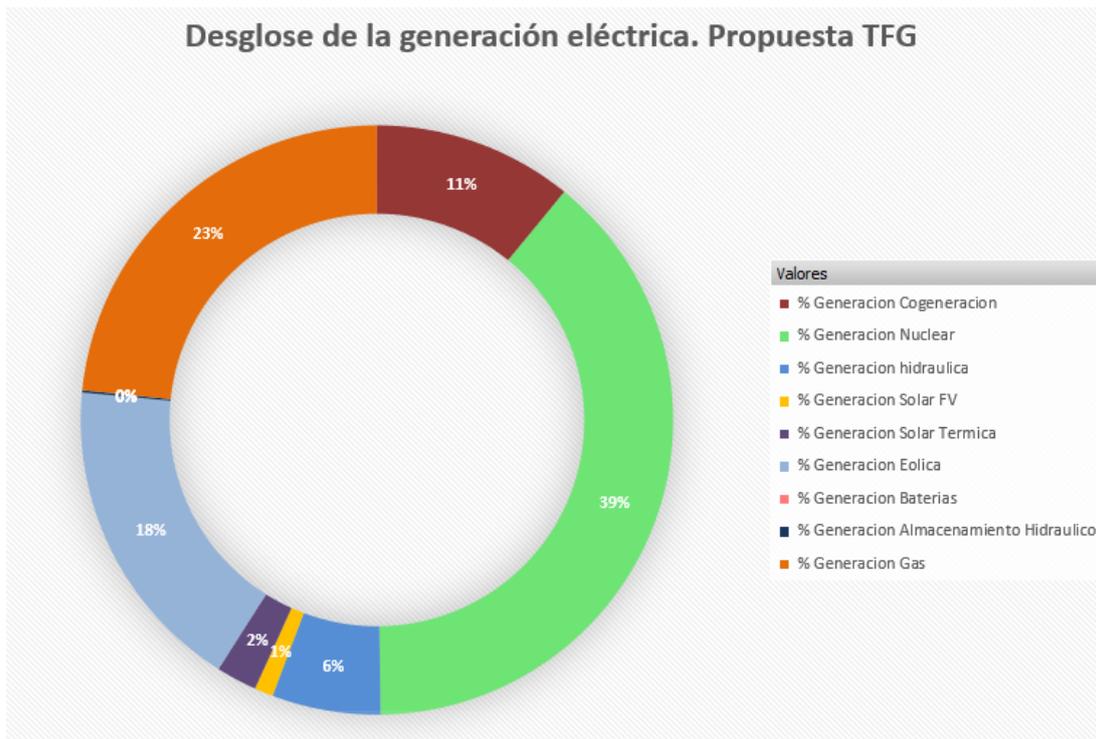


Figura 5.15 Resultados de la simulación de la propuesta del TFG en el apartado de producción eléctrica.

Tabla 5.5 Valores obtenidos de la producción eléctrica de la propuesta del TFG.

Tecnología de Generación	Valores (%)
Cogeneración	10,93
Nuclear	38,96
Hidráulica	5,94
Solar Fotovoltaica	1,02
Solar Térmica	2,023
Eólica	17,53
Almacenamiento Baterías	0,0
Almacenamiento Hidráulico	0,12

Gas Natural	23,42
-------------	-------

Como era de esperar, la energía nuclear es de las fuentes con mayor presencia. Resulta llamativo que, a pesar de la gran diferencia de presencia de fuentes renovables, a favor del PNIEC, la generación eléctrica libre de CO₂ es bastante similar entre ambas propuestas: 72,3% en el PNIEC 2030 frente a un 66% en la propuesta del TFG. Esto ha tenido un impacto en la intensidad de carbono, que ha sido mayor que la del PNIEC 2030, pero menor que en la simulación hecha para 2035 (101,30 g CO₂/kWh en el PNIEC 2030, 128,09 g CO₂/kWh en la propuesta del TFG y 130,44 g CO₂/kWh en el PNIEC 2035).

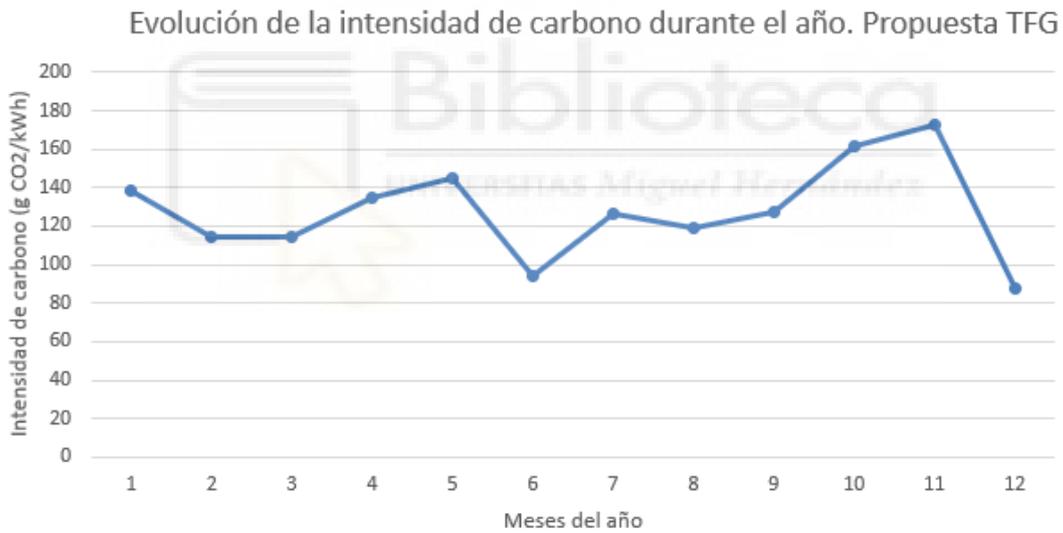


Figura 5.16 Valores de la intensidad de carbono de la propuesta del TFG.

Tabla 5.7 Valores promedio de la intensidad de carbono durante los meses de un año

Meses del año	Promedio de Intensidad de Carbono (g CO₂/kWh)
Enero	138,57
Febrero	114,4
Marzo	114,61
Abril	134,65
Mayo	144,92
Junio	94,18
Julio	126,09
Agosto	119,08
Septiembre	127,55
Octubre	161,10
Noviembre	172,73
Diciembre	87,5
Promedio anual	128,09

En términos de horas inestables, el resultado obtenido ha sido de 26 horas a lo largo de un año, lo que representa un 0,3% del total de horas anuales. Este resultado ha sido el mejor en comparación con las simulaciones de los escenarios del PNIEC 2030 y PNIEC 2035. Como ocurrió en las simulaciones previas, las horas inestables también se concentran en los meses de junio, julio y diciembre, debido a la gran producción de energía solar fotovoltaica en los meses de verano y a una inusualmente alta producción de energía eólica en diciembre. A diferencia de las simulaciones del PNIEC, se registraron algunas horas inestables adicionales a lo largo del año, aunque estos números son anecdóticos.

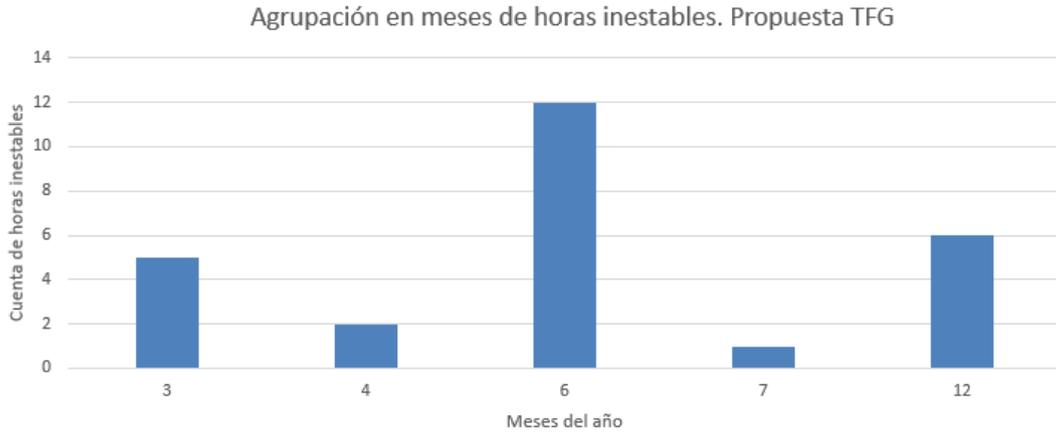


Figura 5.17 Agrupación de horas inestables en los meses del año.

La propuesta de mix energético alternativo presentada en este estudio se posiciona como la opción más adecuada debido a su coste considerablemente inferior en comparación con el resto de simulaciones realizadas. En la figura 5.18 se presenta una comparación entre todas ellas, donde se observa que, en el día con mayor excedente, mientras que en el PNIEC este alcanzaba los 18.000 MWh, en la propuesta del TFG se sitúa en 6.000 MWh. Estos datos indican que la gestión de los excedentes energéticos sería más sencilla. En la figura 5-25, que muestra los datos de la semana 49, la misma semana seleccionada en las simulaciones anteriores, se observa una mayor estabilidad en la producción eólica y que para cubrir la demanda se recurre a los ciclos combinados. Al no haber tanta potencia eólica instalada como en el PNIEC, los saltos energéticos de esta fuente no son tan abruptos, lo cual facilita su gestión.

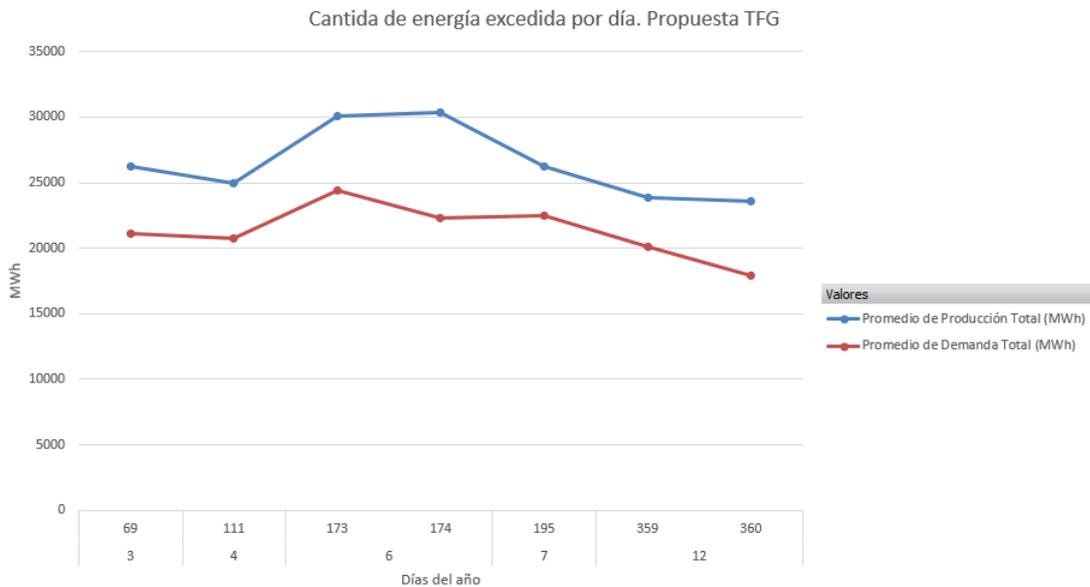


Figura 5.18 Comparativa entre la demanda y la producción energética en días inestables.

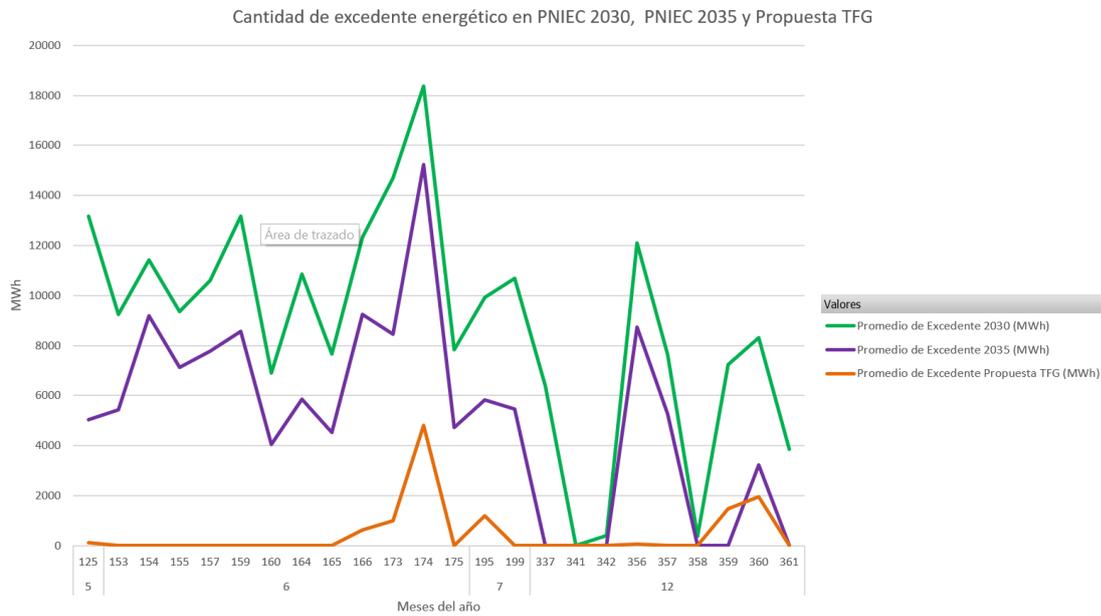


Figura 5.19 Comparativa entre la cantidad de energía excedida en la simulación del PNIEC 2030, PNIEC 2035 y la propuesta del TFG.

En escenarios de alta producción de energías renovables, el comportamiento del sistema es más estable que en las simulaciones realizadas por el PNIEC. Los excedentes energéticos son sustancialmente menores, lo que se refleja en las gráficas de excedentes previamente comentadas. La contraparte de esa estabilidad ganada es la necesidad de utilizar los ciclos combinados para cubrir la demanda.

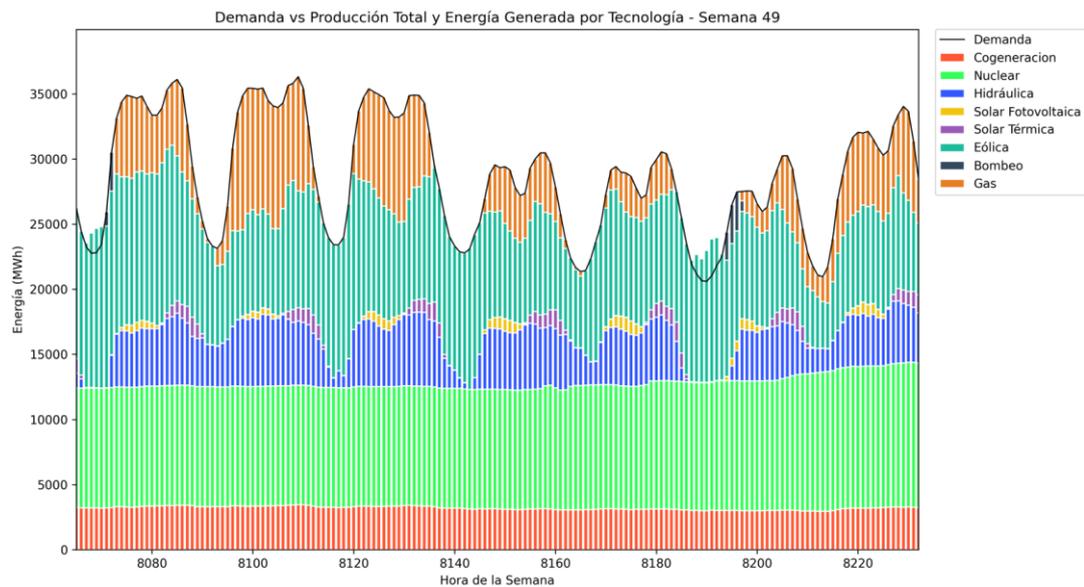


Figura 5.20 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 49 del año.

En escenarios de baja producción de energías intermitentes, este mix energético ha demostrado ser robusto, ya que ha sido capaz de cubrir la demanda en todas las horas del año. A pesar de no contar con tanta potencia renovable instalada, se han instalado suficientes reactores nucleares para garantizar el suministro. La figura 5.20 representa el momento de menor producción de las tecnologías renovables combinadas con una alta demanda energética, entre las horas 7620 y 7640 del año, mostrando cómo el sistema es capaz de cubrir la demanda.

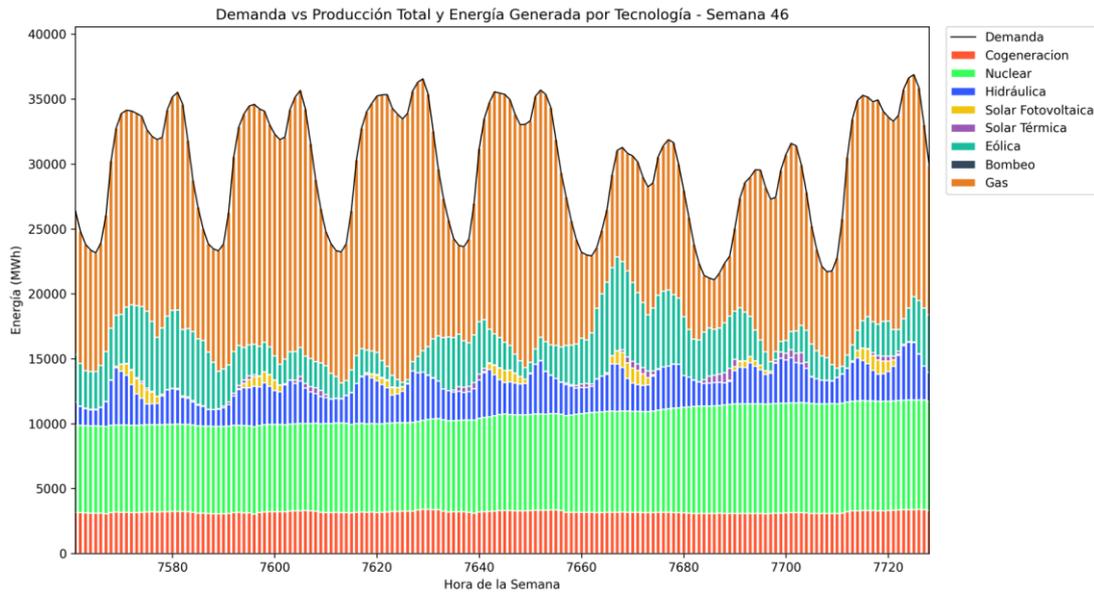


Figura 5.21 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 46 del año.

A su vez, se ha realizado una prueba de estrés para determinar el nivel mínimo de ciclos combinados necesario para que el sistema energético sea capaz de cubrir la demanda. Estas pruebas se llevaron a cabo con el objetivo de evaluar la capacidad del sistema para responder ante eventualidades, como paradas por mantenimiento o fallos en las plantas, así como ante factores externos que puedan afectar el suministro de gas, como se ha mencionado previamente en este trabajo.

La metodología seguida consistió en reducir progresivamente la potencia instalada de los ciclos combinados hasta encontrar el punto mínimo en el que se logra cubrir la demanda energética. El valor mínimo de potencia instalada necesario para garantizar el suministro eléctrico es del 77 % de la potencia instalada inicial de los ciclos combinados de gas natural. La semana 46 se utilizó como referencia para las pruebas, ya que es la semana en la que más se emplea gas natural.

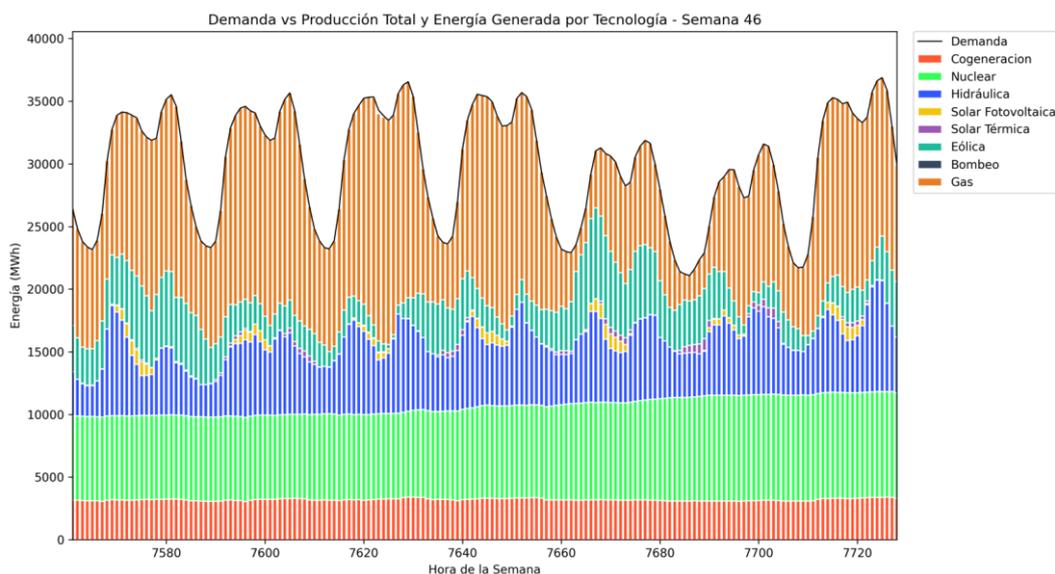


Figura 5.22 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 46 del año con la potencia instalada de ciclos combinados fijado en el 77 %.

Además, se han realizado pruebas para analizar la posibilidad de reducir el porcentaje mínimo a partir del cual el sistema sigue siendo capaz de cubrir la demanda eléctrica. Los resultados indican que existe margen de inversión en comparación con el planteamiento del PNIEC. La tecnología seleccionada para reducir dicho mínimo ha sido la nuclear, dado que, es la única tecnología que es capaz de garantizar el suministro eléctrico sin la emisión de CO₂.

Si se analiza el desglose energético de la semana 46 (representado en las figuras), se observa que la activación de los ciclos combinados se debe, en gran medida, a un bajo rendimiento de las fuentes renovables, como la eólica, la solar térmica y la fotovoltaica. Por lo tanto, la instalación de más reactores nucleares sería la solución más óptima para disminuir la dependencia de los ciclos combinados. Además, la energía nuclear ofrece una fuente más segura y fiable en términos de disponibilidad que las fuentes renovables.

El coste aproximado de instalación de un gigavatio de energía nuclear es de 5.000 [62] millones de euros, lo que supondría un sobrecoste de 10.000 millones sobre los 35.000 millones iniciales.

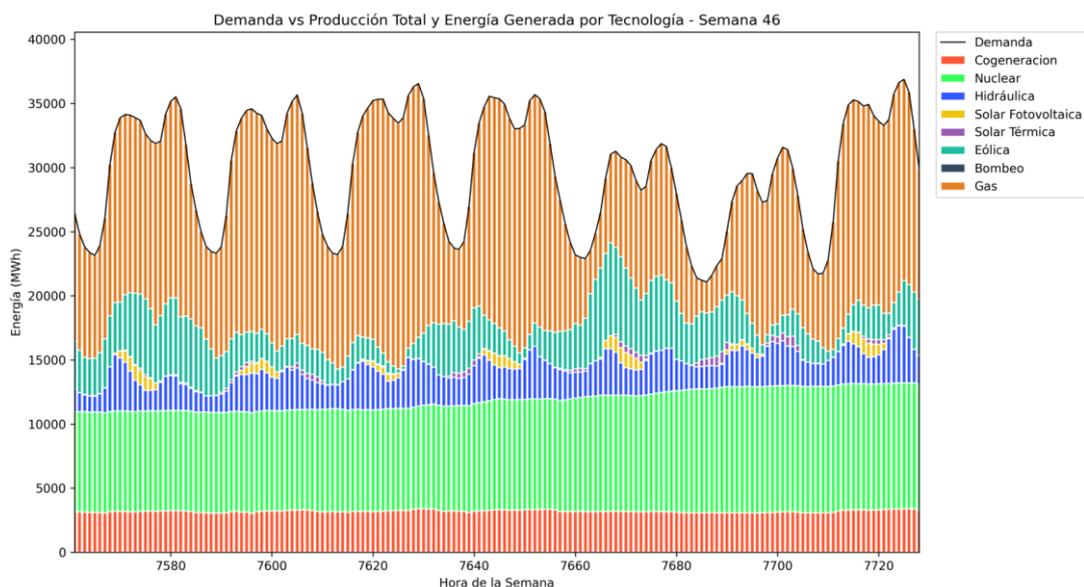


Figura 5.23 Representación gráfica de los valores de producción energética de la semana 46 del año con la potencia instalada de ciclos combinados fijado en el 72% y 2 GW adicionales de potencia nuclear.

En términos de estabilidad del sistema, habría un incremento frente a la propuesta original, pero seguiría siendo un número bajo: 86 horas frente a las 26 de la propuesta inicial. Donde sí se experimentaría una reducción significativa sería en la intensidad de carbono, que se rebajaría hasta los 106,88 g CO₂/kWh.

Una inversión adicional que podría considerarse valiosa sería la instalación de kits de seguimiento de carga en los reactores nucleares, lo que permitiría modular su funcionamiento en función de la disponibilidad de energía renovable. Los reactores actualmente instalados en España tienen una capacidad de variación de carga de entre 1 y 2 MW/min [64]. Sin embargo, basándose en la experiencia con reactores franceses, estos podrían ser mejorados hasta alcanzar una capacidad de 30 MW/min [65], tanto en reactores PWR como en BWR. En el caso de nuevos reactores que se pudieran instalar, estas cifras podrían llegar a los 50 MW/min [65].

Es prácticamente imposible proporcionar cifras exactas sobre los costos, ya que las mejoras deben realizarse de forma individualizada según las características específicas de cada central nuclear. No obstante, se podría estimar que la inversión necesaria se situaría en el rango de cientos de millones de euros.

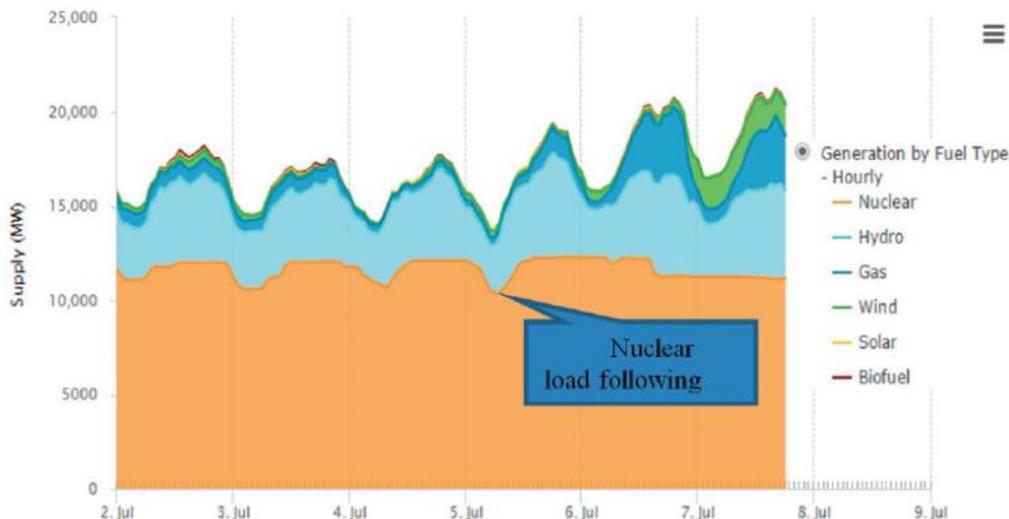


Figura 2.25 Capacidad de seguimiento de carga de la central nuclear de Ontario [66].

Al comparar la propuesta de mix energético para España de este TFG con la propuesta del PNIEC, se muestra que la primera es más competitiva en términos de coste, con 35.000 millones de euros frente a casi 150.000 millones de euros. No sólo en coste, sino también en términos de inestabilidad del sistema, con 26 horas inestables frente a las 321 horas inestables del PNIEC, que luego se reducen a 244 horas en 2035 tras la retirada de las centrales nucleares del sistema energético español. En cuanto a emisiones, la propuesta del TFG ha sido la mejor opción de las tres. Aunque la intensidad de carbono es mayor que la del PNIEC para 2030, ese dato sería superado por la propuesta del TFG en 2035 tras el cierre de las centrales nucleares. Una de las conclusiones más claras es que la energía nuclear es un elemento clave para la reducción de emisiones de CO₂, cómo se ha demostrado en la simulación de 2035 tras el cierre de las centrales nucleares, y es fundamental para proporcionar estabilidad al sistema energético nacional.

Tabla 5.8 Comparación de los datos del PNIEC, la propuesta del TFG y España 2019 [41], [62] y [63].

	PNIEC 2030	PNIEC 2035	Propuesta	Propuesta +2 GW potencia nuclear	España 2019
Coste (millones de euros)	150k	150k	35k	45k	-
% horas inestables	3,66	1,8	0,3	0,98	-
Intensidad de carbono (g CO ₂ /kWh)	101,3	130,45	128,09	106,88	247

5.3 CONCLUSIONES

Tras realizar una comparación entre la propuesta del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y la propuesta del Trabajo Fin de Grado (TFG), utilizando los principios del trilema energético como marco de referencia, se concluye que la propuesta más adecuada es la presentada en el TFG. Esto se fundamenta en los siguientes puntos clave:

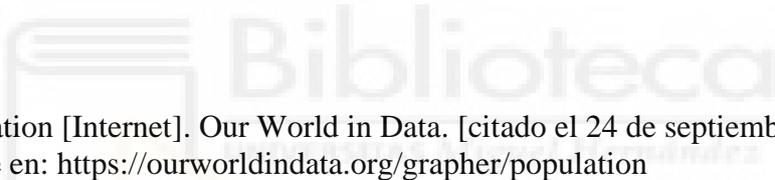
- **Enfoque del PNIEC limitado a la sostenibilidad:** El PNIEC prioriza casi exclusivamente la sostenibilidad ambiental, descuidando los otros dos aspectos cruciales del trilema energético: la seguridad de suministro y la equidad energética. Este enfoque lleva a mayores costes y problemas de inestabilidad en la red, que resultan en un sistema menos robusto frente a incidentes. Además, tras el cierre de las centrales nucleares, la opción del PNIEC no sería la opción más sostenible.
- **Menores costes:** La propuesta del TFG presenta un coste significativamente inferior, con una inversión de 35.000 millones de euros frente a los casi 150.000 millones del PNIEC. Esta diferencia económica subraya la viabilidad financiera de la propuesta alternativa.
- **Mayor estabilidad de la red:** En términos de estabilidad, la propuesta del TFG resulta mucho más eficiente, con solo 106 horas inestables al año (1,21% del

total), en comparación con las 474 horas del PNIEC 2030 (5,4%) y las 244 horas del escenario 2035. Esto implica una menor sobreproducción de energía y, por ende, una red más fácil de gestionar.

- **Diversificación tecnológica:** La propuesta del TFG incorpora una mayor diversidad en las tecnologías de generación, añadiendo 5.000 MW de energía nuclear y manteniendo los ciclos combinados de gas, lo cual mejora la cobertura ante posibles incidentes políticos o climáticos. Esta diversificación también garantiza un mejor equilibrio entre las fuentes de energía, reduciendo la dependencia de tecnologías intermitentes como la eólica o la solar.

En resumen, La propuesta del TFG, al abordar de manera equilibrada los pilares del trilema energético, se posiciona como una estrategia más viable y sostenible para garantizar la estabilidad y el desarrollo del sistema energético español.

BIBLIOGRAFÍA

- 
- [1]. Population [Internet]. Our World in Data. [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/population>
- [2]. Life expectancy [Internet]. Our World in Data. [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/life-expectancy>
- [3]. Global average GDP per capita over the long run [Internet]. Our World in Data. [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/global-average-gdp-per-capita-over-the-long-run>
- [4]. Number of deaths from natural disasters [Internet]. Our World in Data. [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/number-of-deaths-from-natural-disasters>
- [5]. Ourworldindata.org. [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/famines>
- [6]. Ourworldindata.org. [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/child-mortality>
- [7]. Malthus TR. Ensayo sobre el principio de la población. 1st ed. Londres: J. Johnson; 1798.
- [8]. Roca R. Comienza el apagón nuclear en España: el Gobierno inicia los trabajos para desmantelar la central de Almaraz [Internet]. El Periódico de la Energía. 2024 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/comienza-el-apagon-nuclear-en-espana-el-gobierno-inicia-los-trabajos-para-desmantelar-la-central-de-almaraz/>
- [9]. Euronews. Alemania dice este sábado adiós a la energía nuclear con el cierre de sus tres últimas centrales [Internet]. Euronews. 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://www.euronews.com/es/2023/09/24/alemania-dice-este-sabado-adios-a-la-energia-nuclear-con-el-cierre-de-sus-tres-ultimas-centrales>

2024]. Disponible en: <https://es.euronews.com/2023/04/14/alemania-dice-este-sabado-adios-a-la-energia-nuclear-con-el-cierre-de-sus-tres-ultimas-cen>

[10]. No title [Internet]. Europa.eu. [citado el 24 de septiembre de 2024].

Disponible en:

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204__custom_12986699/default/table?lang=en

[11]. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Borrador para la actualización del PNIEC 2023-2030 [Internet]. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. 2023 [citado el 7 de noviembre de 2024].

Disponible en: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/_layouts/15/Borrador%20para%20la%20actualizaci%C3%B3n%20del%20PNIEC%202023-2030-64347.pdf

[12]. International Nuclear Safety Advisory Group. INSAG-7 The Chernobyl Accident: Updating of INSAG-1. Viena: International Nuclear Safety Advisory Group.

[13]. World Nuclear Association. RBMK Reactors [Internet]. World Nuclear Association; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en:

<https://world-nuclear.org/information-library/appendices/rbmk-reactors>

[14]. Canadian Nuclear Safety Commission. <https://nuclearsafety.gc.ca/>. [Online];

2015. Disponible en: <https://www.cnsccsn.gc.ca/eng/resources/news-room/feature-articles/positive-void-coefficient-of-reactivity-candus/>

[15]. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico.

<https://www.energia.gob.es/>. [Online], Madrid. Disponible en:

<https://energia.gob.es/nuclear/Centrales/Espana/Paginas/CentralesEspana.aspx>.

[16]. BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO. <https://www.csn.es/documents/>.

[Online].; 2019.. Disponible en:

<https://www.csn.es/documents/10182/27596/Instrucci%C3%B3n%20IS-11,%20Revisi%C3%B3n%201,%20de%2030%20de%20enero%20de%202019,%20del%20Consejo%20de%20Seguridad%20Nuclear,%20sobre%20licencias%20de%20personal%20de%20operaci%C3%B3n%20de%20centrales%20nucleares>.

[17]. Consejo de Seguridad Nuclear. www.csn.es. [Online]. Disponible en:

<https://www.csn.es/en/funciones-del-csn>.

[18]. García A. <https://elperiodicodelaenergia.com/>. [Online]; 2021. Disponible en:

<https://elperiodicodelaenergia.com/fukushima-diez-anos-despues/>.

[19]. Consejo de Seguridad Nacional. www.csn.es. [Online]; 2011. Disponible en:

<https://www.csn.es/en/noticias-csn/2011/->

[/asset_publisher/tbX5DqDjPdHo/content/el-pleno-del-csn-aprueba-el-informe-final-de-las-pruebas-de-resistencia-a-las-centrales-nucleares-espanolas](https://www.csn.es/en/noticias-csn/2011/-/asset_publisher/tbX5DqDjPdHo/content/el-pleno-del-csn-aprueba-el-informe-final-de-las-pruebas-de-resistencia-a-las-centrales-nucleares-espanolas)

[20]. García A. <https://naukas.com/>. [Online]; 2011. Disponible en:

<https://naukas.com/2018/03/06/refuerzo-de-la-seguridad-en-las-centrales-nucleares-espanolas-tras-fukushima/>.

- [21]. International Atomic Energy Agency. <https://inis.iaea.org/>. [Online].; 1980.. Disponible en: https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/13/677/13677904.pdf.
- [22]. Institute of Nuclear Power Operations. <https://inpo.info/>. [Online]. Disponible en: <https://inpo.info/>.
- [23]. Mira I. www.abc.es. [Online]; 2019. Disponible en: https://www.abc.es/historia/abci-chernobil-americano-tragedia-nuclear-olvidada-pudo-convertirse-chernobil-eeuu-201906120149_noticia.html
- [24]. Consejo de Seguridad Nuclear. <https://www.csn.es/>. [Online]. Disponible en: <https://www.csn.es/documents/10182/1012054/ODE-04-07+Evaluaci%C3%B3n+del+An%C3%A1lisis+Probabilista+de+Seguridad+de+la+central+nuclear+de+Asc%C3%B3>
- [25]. Burchill WE. <https://www.ans.org/>. [Online]; 2022. Disponible en: <https://www.ans.org/news/article-3903/insights-from-the-three-mile-island-accidentpart-2-improvements/>.
- [26]. Konings R. Technical assessment of nuclear energy with respect to the ‘do no significant harm’ criteria of Regulation (EU) 2020/852 (‘Taxonomy Regulation’). European Commission, Publications Office.
- [27]. Consejo de Seguridad Nuclear. www.csn.es. [Online]. Disponible en: <https://www.csn.es/en/clasificacion-de-residuos-radiactivos>.
- [28]. Consejo de Seguridad Nuclear. www.csn.es. [Online]. Disponible en: <https://www.csn.es/en/almacenamiento-en-piscina>.
- [29]. Consejo de Seguridad Nuclear. www.csn.es. [Online]. Disponible en: <https://www.csn.es/en/almacenamiento-temporal-centralizado>.
- [30]. Consejo de Seguridad Nuclear. www.csn.es. [Online]. Disponible en: <https://www.csn.es/en/almacenamiento-geologico-profundo>.
- [31]. World Nuclear Association. <https://world-nuclear.org>. [Online]; 2023. Disponible en: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-waste/storage-and-disposal-of-radioactive-waste>.
- [32]. Nuclear Energy Agency. www.oecd-nea.org. [Online].; 2022.. Disponible en: https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_79960/uranium-2022-resources-production-and-demand?details=true
- [33]. <https://www.foronuclear.org/actualidad/a-fondo/caracteristicas-y-ventajas-de-los-reactores-modulares-pequenos/>
- [34]. Martín MR. Los minirreactores nucleares, la “revolución energética” a la que no se apunta España [Internet]. Libre Mercado. 2022 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://www.libremercado.com/2022-03-27/los-minirreactores-nucleares-la-revolucion-energetica-a-la-que-no-se-apunta-espana-6880512/>

- [35]. Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA). Sitio web oficial. Viena: IAEA; 2022. Disponible en: <https://www.iaea.org/>
- [36]. Agencia Internacional de la Energía (AIE). Energía nuclear y transiciones energéticas seguras. París: AIE; 2022. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/016228e1-42bd-4ca7-bad9-a227c4a40b04/NuclearPowerandSecureEnergyTransitions.pdf>
- [37]. País EL. Merkel decide adelantar el apagón nuclear en Alemania [Internet]. Ediciones EL PAÍS S.L. 2011 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: https://elpais.com/internacional/2011/05/30/actualidad/1306706404_850215.html
- [38]. Wikipedia. Nuclear power in Germany [Internet]. Wikipedia; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: https://en.wikipedia.org/wiki/Nuclear_power_in_Germany
- [39]. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Installed power [Internet]. Energy Charts; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=en&c=DE
- [40]. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Power generation [Internet]. Energy Charts; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=en&c=DE>
- [41]. Our World in Data. Carbon intensity of electricity [Internet]. Our World in Data; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/carbon-intensity-electricity?tab=chart>
- [42]. Unión Europea. Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE. Bruselas: Unión Europea; 2023. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=LEGISSUM:l28012&frontOfficeSuffix=%2F>
- [43]. Trading Economics. Carbon Prices [Internet]. Trading Economics; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>
- [44]. Dos Santos E, Pino A. El precio del gas natural en Europa [Internet]. Documentos Ocasionales N° 2120. Banco de España; 2021 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://repositorio.bde.es/bitstream/123456789/17351/1/do2120.pdf>
- [45]. RTVE Noticias. Argelia cierra el gasoducto Magreb-Europa y Marruecos lo califica de "decisión unilateral injustificada" [Internet]. RTVE.es; 2021 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://www.rtve.es/noticias/20211101/argelia-cierra-gasoducto-magreb-europa/2211040.shtml>
- [46]. El País. Argelia rompe relaciones diplomáticas con Marruecos [Internet]. El País; 2021 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://elpais.com/internacional/2021-08-24/argelia-rompe-relaciones-diplomaticas-con-marruecos.html>
- [47]. Cepsa. Medgaz: el gasoducto submarino que conecta Europa y África [Internet]. Cepsa; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://www.cepsa.com/es/innovacion/proyectos/medgaz-gasoducto-submarino-gas-natural>
- [48]. El Economista. Se cumplen 25 años del gasoducto Magreb, pulmón del suministro del gas en España [Internet]. El Economista; 2021 [citado el 24 de
-

- septiembre de 2024]. Disponible en: <https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/11412512/09/21/Se-cumplen-25-anos-del-gasoducto-Magreb-pulmon-del-suministro-del-gas-en-Espana.html>
- [49]. EPData. Datos del mercado del gas en España [Internet]. EPData; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://www.epdata.es/datos/mercado-gas-espana-graficos/614>
- [50]. El Español. Argelia rompe el Tratado de Amistad con España por el "injustificable" giro sobre el Sáhara [Internet]. El Español; 2022 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: https://www.elespanol.com/espana/politica/20220608/argelia-rompe-tratado-amistad-espana-injustificable-sahara/678682484_0.html
- [51]. El Confidencial Digital. Argelia amenaza a España con sustituirle por Italia como centro de distribución de gas en Europa [Internet]. El Confidencial Digital; 2022 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://www.elconfidencialdigital.com/articulo/dinero/argelia-amenaza-espana-sustituirle-italia-como-centro-distribucion-gas-europa/20220322130859369249.html>
- [52]. ABC. Clave argelina para España: convierta en nuevo grifo europeo de energía. Madrid: ABC; 2022. Disponible en: https://www.abc.es/espana/abci-clave-argelina-para-espana-convierta-nuevo-grifo-europeo-energia-202203172055_noticia.html
- [53]. [Autor desconocido]. Exploración y producción de hidrocarburos en España [Internet]. Mundo Petróleo; [fecha desconocida] [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://mundopetroleo.com/resources/document/84/1395999180.pdf>
- [54]. Surminas. España dispone de gas para 40 años, pero está prohibida su extracción [Internet]. Surminas; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: https://surminas.org/web/c/Noticia-Espana_dispone_de_gas_para_40_anos_pero_esta_prohibida_su_extraccion
- [55]. Consejo de Asesores Económicos de la Casa Blanca. El valor de la innovación energética de EE.UU. y las políticas que apoyan la revolución del shale [Internet]. Washington D.C.; 2019 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://trumpwhitehouse.archives.gov/wp-content/uploads/2019/10/The-Value-of-U.S.-Energy-Innovation-and-Policies-Supporting-the-Shale-Revolution.pdf>
- [56]. Advisor Analyst. BofA: The Nuclear Necessity. [S.l.]: Advisor Analyst; 2023. Disponible en: <https://advisoranalyst.com/2023/05/11/bofa-the-nuclear-necessity.html/>
- [57]. Our World in Data. Producción de electricidad por fuente [Internet]. Our World in Data; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/electricity-production-by-source>
- [58]. Bureau of Labor Statistics. Average Energy Prices, Selected Areas, Midwest Region [Internet]. BLS; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en:
-

https://www.bls.gov/regions/midwest/data/averageenergyprices_selectedareas_table.htm

[59]. Eurostat. Precios de la energía eléctrica para consumidores domésticos [Internet]. Eurostat; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en:

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_204/default/table?lang=es

[60]. Agora Energiewende. Agorameter: precios de energía y balance neto de intercambio [Internet]. Agora Energiewende; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en: https://www.agora-energiewende.org/data-tools/agorameter/chart/today/power_price_net_exchange/01.08.2012/31.08.2024/monthly

[61]. Red Eléctrica de España (REE). Potencia instalada [Internet]. REE; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en:

<https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>

[62]. U.S. Energy Information Administration (EIA). Sitio web oficial [Internet].

EIA; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en:

<https://www.eia.gov/>

[63]. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Sitio web oficial [Internet]. NREL; 2023 [citado el 24 de septiembre de 2024]. Disponible en:

<https://www.nrel.gov/>

[64]. El Periódico de la Energía. La nuclear saca a relucir su flexibilidad: reduce carga este fin de semana en España por la excesiva generación eólica [Internet]. El Periódico de la Energía; 2024 [citado el 22 de noviembre de 2024]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-nuclear-saca-a-relucir-su-flexibilidad-reduce-carga-este-fin-de-semana-en-espana-por-la-excesiva-generacion-eolica/>

[65]. Persson J, Andgren K, Henriksson H, Loberg J, Malm C, Pettersson L, et al. Additional costs for load-following nuclear power plants: experiences from Swedish, Finnish, German, and French nuclear power plants [Internet]. Elforsk; 2012 [citado el 22 de noviembre de 2024]. Disponible en: <https://www.elforsk.org>

[66]. Mitos nucleares. Seguimiento de carga con centrales nucleares: ¿cómo lo hacen? [Internet]. Mitos Nucleares; 2021 [citado el 22 de noviembre de 2024]. Disponible en: <https://mitosnucleares.wordpress.com/2021/07/18/seguimiento-de-carga-con-centrales-nucleares-como-lo-hacen/>



ANEXOS

A. DESGLOSE DATOS PNIEC

El desglose completo de la evolución del mix energético planteado por el PNIEC se encuentra en la siguiente tabla.

Tabla A.1 Evolución potencia instalada PNIEC (MW).

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020	2025	2030
Eólica	22.925	27.968	40.258	50.258
Solar fotovoltaica	4.854	8.409	23.404	36.882
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	235	235	235
Geotérmica	0	0	15	30
Energías del mar	0	0	25	50
Biomasa	677	877	1.077	1.677
Carbón	11.311	10.524	4.532	0-1.300
Ciclo combinado	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración carbón	44	44	0	0
Cogeneración gas	4.055	4.001	3.373	3.000
Cogeneración productos petrolíferos	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.441	2.093
Cogeneración renovable	535	491	491	491
Cogeneración con residuos	30	28	28	24
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Total	105.621	113.151	137.117	156.965

B. CONVENIOS NUCLEARES

Convenio de la seguridad nuclear

La CSN es un acuerdo global adoptado en junio de 1994 y vigente desde octubre de 1996, al que se adhieren todos los Estados miembros de la Unión Europea y Euratom. Su objetivo es mantener un alto nivel de seguridad nuclear, mejorar medidas nacionales, establecer protecciones efectivas contra peligros radiológicos y evitar accidentes nucleares.

Aunque la Convención no establece normas de seguridad específicas, promueve la aplicación de principios fundamentales en instalaciones nucleares. Las partes se comprometen a crear un marco legislativo, regulatorio y administrativo que asegure la seguridad en dichas instalaciones, incluyendo requisitos de seguridad, licencias, inspecciones y cumplimiento de regulaciones.

Entre los elementos clave para garantizar la seguridad, se encuentra la creación de organismos reguladores independientes responsables de otorgar licencias y supervisar la implementación correcta de las regulaciones. Además, se establecen criterios de evaluación para cada etapa de la vida de la instalación nuclear: ubicación, diseño, construcción y operación.

En cuanto a la elección del emplazamiento, se debe tener en cuenta su impacto en la seguridad y el medio ambiente. Durante el diseño y construcción, se deben implementar niveles y métodos de protección confiables para evitar accidentes y mitigar sus efectos radiológicos. Para operar una instalación nuclear, es necesario contar con un análisis de seguridad y un programa de puesta en marcha.

Los titulares de licencias deben priorizar la seguridad y desarrollar programas de garantía de calidad. Además, cada instalación debe contar con planes de emergencia tanto en el lugar como fuera de él para proteger a trabajadores, público y medio ambiente en caso de emergencias radiológicas.

La Declaración de Viena sobre Seguridad Nuclear de 2015 establece principios para la prevención de accidentes y la mitigación de consecuencias radiológicas, incluyendo el diseño y construcción de nuevas centrales nucleares, evaluaciones de seguridad integrales para instalaciones existentes y la incorporación de Normas de Seguridad del OIEA en los requisitos y regulaciones nacionales.

Cada tres años, las partes deben presentar informes sobre las medidas adoptadas para cumplir con sus obligaciones en la Convención. Estos informes se revisan en reuniones regulares de las partes, fomentando la transparencia y la presión entre pares como un incentivo para cumplir con los compromisos.

Convenio Conjunta sobre Seguridad en la Gestión del Combustible Gastado y sobre Seguridad en la Gestión de Desechos Radiactivos

La Convención Conjunta sobre la Seguridad del Combustible Gastado y los Residuos Radiactivos, adoptada el 5 de septiembre de 1997 y en vigor desde el 18 de junio de 2001, es el primer instrumento legalmente vinculante a nivel global para la gestión segura de residuos radiactivos y combustible gastado. Todos los Estados miembros de la UE y Euratom son partes contratantes de esta convención, aplicable a todos los países, incluso aquellos sin energía nuclear.

La Convención busca mantener un alto nivel de seguridad en la gestión de combustible gastado y residuos radiactivos a nivel mundial, proteger a individuos, sociedad y medio ambiente de la radiación ionizante y prevenir accidentes con consecuencias radiológicas. Se aplica a residuos radiactivos y combustible gastado de reactores nucleares civiles y otras aplicaciones civiles.

Las Partes Contratantes se comprometen a establecer un marco legislativo, regulatorio y administrativo que garantice la protección contra riesgos radiológicos y otros peligros. Esto incluye requisitos de seguridad, un sistema de licencias, control institucional, inspección regulatoria, informes y asignación de responsabilidades en la gestión de combustible gastado y residuos radiactivos. También se consideran aspectos como ubicación, diseño y construcción de instalaciones, garantizar la seguridad durante su operación y tras su cierre, el movimiento transfronterizo y la gestión de fuentes radiactivas selladas en desuso.

La Convención también exige proteger a las futuras generaciones y evitarles cargas indebidas, evaluando el impacto de seguridad de las instalaciones y garantizando medidas institucionales después del cierre de las instalaciones. Las Partes Contratantes se reúnen al menos cada 3 años para informar sobre las medidas adoptadas, aunque este instrumento no tiene mecanismo de aplicación y se basa en la presión entre pares.

Convenio sobre la Pronta Notificación de Accidentes Nucleares y la Convención sobre Asistencia en Caso de Accidente Nuclear o Emergencia Radiológica

El Convenio sobre la Notificación Temprana de un Accidente Nuclear, adoptada en 1986, establece un sistema de notificación para accidentes que liberen material radiactivo con posibles consecuencias transfronterizas. Todos los miembros de la UE y la Euroatom están acogidos a este convenio, con la excepción de Malta. Aplicable a diversas actividades nucleares, obliga a las partes contratantes a informar a los Estados

afectados sobre accidentes nucleares, proporcionando detalles relevantes para minimizar las consecuencias radiológicas en dichos Estados.

El caso del Convenio sobre Asistencia en Caso de Accidente Nuclear o Emergencia Radiológica, adoptada el 26 de septiembre de 1986, establece un marco para que los Estados miembros de la UE (excepto Malta) y Euratom cooperen en caso de accidente nuclear o emergencia radiológica, minimizando sus consecuencias y protegiendo la vida, la propiedad y el medio ambiente. Las partes pueden solicitar asistencia de otras partes contratantes, especificando sus necesidades y respondiendo a la solicitud de ayuda. La Agencia Internacional de Energía Atómica (AIEA) facilita la cooperación y comunicación entre las partes contratantes en estas situaciones.

Convenio sobre la Protección Física de los Materiales Nucleares

La Convención sobre la Protección Física de los Materiales Nucleares fue adoptada el 26 de octubre de 1979 y entró en vigor el 8 de febrero de 1987. Obliga a las Partes Contratantes a garantizar la protección de materiales nucleares durante el transporte internacional dentro de su territorio o en sus barcos o aviones. Además, exige incluir una lista de delitos en la legislación nacional. La convención fue enmendada el 8 de julio de 2005 y entró en vigor el 8 de mayo de 2016, ampliando su alcance e incluyendo protección física en instalaciones nucleares, materiales nucleares de uso doméstico, almacenamiento y transporte.

Todos los Estados miembros de la UE y Euratom son partes contratantes de la Convención y su enmienda. Las Partes deben establecer e implementar medidas para garantizar la protección efectiva, especialmente para prevenir robos o desapariciones de material nuclear y sabotajes en instalaciones nucleares. El Tratado Euratom es más amplio al indicar que los Estados miembros deben evitar cualquier desviación de material nuclear para fines no previstos.

Las Partes Contratantes deben respetar principios básicos como responsabilidad del Estado y titulares de licencias, cultura de seguridad, seguros y confidencialidad. También deben garantizar la protección de material nuclear importado, exportado o en tránsito en su territorio, designar una autoridad competente y cooperar en caso de robos, sabotajes o riesgos. Las Partes Contratantes deben aplicar sanciones apropiadas a ciertas infracciones, en función de su gravedad.

Desde 2006, el OIEA emite publicaciones de la Serie de Seguridad Nuclear para ayudar a los Estados a establecer regímenes de seguridad nuclear efectivos. Estas publicaciones complementan los instrumentos legales internacionales en seguridad nuclear, como la Convención y su enmienda, y proporcionan orientación consensuada a nivel internacional en todos los aspectos de la seguridad nuclear. Los Estados miembros dependen de la Serie de Seguridad Nuclear para implementar eficazmente su régimen de seguridad nuclear.

C. DATOS SISTEMA ENERGÉTICO ALEMÁN

En este anexo se encuentra el desglose completo de los datos utilizados en la evolución del sistema energético alemán tras el cierre progresivo de su parque nuclear. Los datos de la producción eléctrica alemana por años, hasta 2021, han sido obtenidos gracias a Our World in Data. En relación con los datos de Potencia Instalada, estos han sido obtenidos de la base de datos de Energy-Charts. El calendario de cierre de las centrales alemanas a partir de 2011 ha sido obtenido de Wikipedia. Por último, los datos de la intensidad de carbono de Alemania, España, Reino Unido y Francia han sido obtenidos de Our World in Data.

Tabla C.1 Desglose de la generación neta de electricidad en Alemania (TWh).

Año	Otras renovables	Biofuel	Solar	Eólica	Hidráulica	Nuclear	Gas	Carbón	Oíl	Total
2010	0,03	33,92	11,73	38,55	20,95	140,56	90,67	262,89	25,34	624,64
2011	0,02	36,89	19,6	49,86	17,67	107,97	87,58	262,46	23,12	605,17
2012	0,03	43,2	26,38	51,68	21,75	99,46	78	276,23	23,66	620,39
2013	0,08	45,51	31,01	52,74	23	97,9	69,5	288,2	24,27	631,15
2014	0,1	48,2	36,06	58,5	19,59	97,13	62,6	274,41	23,27	619,95
2015	0,13	50,33	38,73	80,62	18,98	91,79	63,37	272,2	24,41	640,57
2016	0,17	50,93	38,1	79,92	20,55	84,63	82,62	261,75	24,3	642,97
2017	0,16	50,92	39,4	105,69	20,15	76,32	88,01	241,26	24,1	646,01
2018	0,18	50,79	43,46	109,95	17,69	76	83,59	228,16	22,9	632,72
2019	0,2	50,13	44,38	125,89	19,73	75,07	90,92	171,45	21,72	599,49
2020	0,23	50,93	49,5	132,1	18,72	64,38	96,38	134,6	20,42	567,26
2021	0,24	46,91	49,34	114,65	19,66	69,13	95,22	164,5	21,7	581,35
2022	0,24	47,3	58,98	126,1	17,45	36,51	96,31	181	18,39	582,28

Tabla C.2 Evolución de la intensidad de carbono del sistema eléctrico alemán (CO₂eq por KWh generado).

Años	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Reino Unido	483,51	463,18	485,49	459,00	424,68	370,28	325,56	297,01	282,51	266,15	245,99	268,32	257,37
Francia	81,64	79,36	80,16	77,9	56,92	64,38	75,39	84,73	66,61	68,52	67,38	67,38	84,81
España	280,12	319,18	328,28	270,57	271,26	307,30	268,81	309,96	275,41	243,49	199,51	193,86	217,37
Alemania	462,2	472,59	475,15	477,54	463,1	448,39	448,03	424,12	411,55	361,15	332,58	365,47	385,46
Reino Unido	483,51	463,18	485,49	459,00	424,68	370,28	325,56	297,01	282,51	266,15	245,99	268,32	257,37

Tabla C.3 Evolución potencia instalada en Alemania (GW).

Año	Biomasa	Solar	Eólica	Hidráulica	Hidráulica almacenamiento	Baterías	Nuclear	Gas	Lignito	Hulla	Oil
2010	6,61	17,94	27,18	5,41			21,5	23,8	22,7	30,2	
2011	5,8	25,43	28,77	3,86	9,23		12,7	27,25	19,85	25,72	4,17
2012	6	33,03	30,83	3,84	9,23		12,07	27,38	21,27	25,18	4,14
2013	6,70	36,71	33,48	3,99	9,23		12,07	28,39	21,21	25,96	4,14
2014	6,93	37,9	38,61	4,04	9,25		12,07	29,02	21,07	26,21	4,24
2015	7,17	39,22	44,58	3,94	9,44		10,8	28,36	21,42	28,65	4,2
2016	7,38	40,68	49,43	3,95	9,45		10,8	29,70	21,27	27,44	4,59
2017	7,69	42,29	55,58	3,8	9,49		10,8	29,76	21,11	24,04	4,42
2018	8,11	45,31	58,85	3,85	9,81		9,52	30,13	20,90	23,82	4,38
2019	8,34	48,86	60,75	4,94	9,81	1,04	9,52	30,07	20,90	22,67	4,38
2020	8,72	54,4	62,09	4,94	9,69	1,62	8,11	32,54	20,86	23,74	4,86
2021	8,85	60,11	63,72	4,94	9,69	2,49	8,11	32,81	19,93	19,09	4,77
2022	8,91	67,44	66,18	4,94	9,69	4,34	4,06	33,84	18,69	19,06	4,77
2023	8,93	72,52	67,4	4,94	9,69	5,58	0	33,84	18,69	19,06	4,77

Tabla C.4 Calendario de cierre de las centrales nucleares de Alemania.

Nombre de la planta	Capacidad (MW)	Fecha de Cierre
Biblis 1	1167	6 de agosto de 2011
Neckarwestheim 1	785	6 de agosto de 2011
Biblis 2	1240	6 de agosto de 2011
Brunsbüttel	771	6 de agosto de 2011
Isar 1	878	6 de agosto de 2011
Unterweser	1345	6 de agosto de 2011
Philisppsburg	890	6 de agosto de 2011
Krummel	1346	6 de agosto de 2011
Grafenrheinfeld	1275	27 de junio de 2015
Gundremmingen B	1284	31 de diciembre de 2017
Philisppsburg	1402	31 de diciembre de 2019
Gundremmingen C	1288	31 de diciembre de 2021
Grohnde	1360	31 de diciembre de 2021
Brokdorf	1410	31 de diciembre de 2021
Isar 2	1410	15 de abril de 2023
Emsland	1329	15 de abril de 2023
Neckarwestheim 2	1310	15 de abril de 2023

D. LFSCOE

El "Levelized Full System Costs of Electricity" (LFSCOE) es una métrica de costo que considera el suministro de electricidad de manera integral, incluyendo no solo los costos de generación, sino también los costos asociados con garantizar que la demanda sea satisfecha en todo momento. Esto incluye los costos de almacenamiento y la capacidad necesaria para manejar la intermitencia de fuentes renovables como la solar y la eólica.

LCOE (Levelized Cost of Electricity):

- Mide el costo de generación de electricidad por unidad de energía (generalmente en USD/MWh) a lo largo de la vida útil de una planta.
- No considera los costos adicionales asociados con la intermitencia y la no despachabilidad de algunas fuentes de energía renovable.
- Es útil para comparar tecnologías de generación en términos de costos directos de generación, pero ignora la necesidad de balancear oferta y demanda en tiempo real.

LFSCOE:

- Incluye todos los costos necesarios para asegurar que la demanda sea completamente satisfecha, considerando la intermitencia y la necesidad de almacenamiento.
- Es una métrica más completa que refleja los costos totales del sistema cuando se depende exclusivamente de una fuente de energía más almacenamiento para satisfacer la demanda.
- Resulta ser significativamente mayor para tecnologías intermitentes debido a los altos costos de almacenamiento necesarios para asegurar un suministro constante.

Cálculo del LFSCOE

El LFSCOE se calcula considerando los siguientes componentes:

1. Costos de inversión en capacidad de generación y almacenamiento.
2. Costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación y almacenamiento.
3. Costos variables de generación.

$$LFSCOE_{y} = \frac{I_y \cdot f c_y + I_{y_storage} \cdot f c_{storage} + \sum_{u=2}^{29} \beta_u \cdot v c_y \cdot \frac{8760}{H} \cdot \sum_{t=1}^H GEN_{yt}}{\sum_{u=2}^{29} \beta_u \cdot \frac{8760}{H} \cdot \sum_{t=1}^H D_t}$$

Figura D.1 Fórmula empleada para el cálculo del LFSCOE

Donde:

- I_y : Inversiones realizadas en el año.
- $ftf_{\{t\}}$: Factor de tasa de interés o factor de actualización para el año.
- CyC_yCy : Costos operativos o de mantenimiento durante el año.

- $I_{y,storage}$: Inversiones relacionadas con el almacenamiento en el año.
- $f_{storage}$: Factor de corrección para almacenamiento.
- $\sum_{t=0}^{29} W_{sum}$: Suma de términos a lo largo de los años (en este caso, parece que se está haciendo el análisis a lo largo de 30 años, es decir, de 0 a 29).
- β_t : Factor de ponderación o corrección asociado al año.
- v_{cv} : Costo variable de operación.
- $\sum_{t=1}^H HW_{sum}$: Suma a lo largo de los distintos horizontes temporales o periodos.
- GEN_{yt} : Generación eléctrica en el año y y en el periodo.
- 8760: Número de horas en un año (corresponde a 365 días x 24 horas).
- D_t : Demanda eléctrica en el periodo.

E. CÓDIGO DE SIMULACIÓN MIX ENERGÉTICO

El código creado es capaz de calcular la generación de electricidad en base a la potencia instalada compuesta por diferentes tecnologías. Estas son: ciclos combinados, hidráulica, turbinación y bombeo, eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, nuclear, cogeneración, carbón, biogás, hidroeléctrica, otras renovables, residuos renovables, y baterías de almacenamiento. En la primera parte del código se importan las bibliotecas necesarias y se configuran las opciones de visualización de pandas para mostrar todas las columnas y ajustar el ancho de las columnas automáticamente. Además, se cargan los datos desde archivos CSV. `Demanda_Energia_2019` contiene los datos de demanda real de energía del año 2019 y `Factor_de_Potencia` contiene los factores de carga de diferentes tecnologías. Se define un diccionario `potencia_instalada` que contiene la potencia instalada para diferentes tecnologías de generación de energía en MW.

```
✓ import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import os

# Configurar pandas para mostrar todas las columnas
pd.set_option('display.max_columns', None)
pd.set_option('display.width', None)
```

Figura E.1 Importación de librerías

Se importan las librerías necesarias para el funcionamiento del programa:

- pandas para el manejo de datos en estructuras tipo DataFrame.
- matplotlib.pyplot para la generación de gráficas.
- os para operaciones relacionadas con el sistema operativo, como la gestión de rutas de archivos.

Además, se configuran opciones de pandas para mostrar todas las columnas y ajustar el ancho de visualización, lo cual es útil durante la depuración.

```
# Cargar los datos desde archivos CSV con manejo de excepciones
def cargar_datos():
    try:
        demanda_energia = pd.read_csv('demanda_real_2019.csv', delimiter=';', encoding='ISO-8859-9')
        factor_de_planta = pd.read_csv('factor de potencia.csv', delimiter=';', encoding='ISO-8859-9')
        return demanda_energia, factor_de_planta
    except FileNotFoundError:
        print("Error: Uno de los archivos CSV no se encontró. Verifica la ruta y el nombre del archivo.")
        exit()
    except Exception as e:
        print(f"Error inesperado al cargar los archivos CSV: {e}")
        exit()
```

Figura E.2 Función para obtener datos de demanda y generación eléctrica

Esta función se encarga de cargar los datos necesarios para la simulación desde archivos CSV:

- demanda_energia: contiene los datos de demanda eléctrica real del año 2019.
- factor_de_planta: incluye los factores de carga o potencia para las diferentes tecnologías de generación a lo largo del año.

La función utiliza un bloque try-except para manejar posibles excepciones durante la carga de los archivos:

- Si alguno de los archivos no se encuentra, se muestra un mensaje de error y se termina la ejecución del programa.

- Si ocurre otra excepción, se imprime el error y se finaliza el programa.

```
# Definir la potencia instalada en Megavatios (MW) según las entradas del usuario
potencia_instalada = {
    1485: 25685, # Eólica (MW)
    1487: 2304, # Solar Térmica (MW)
    1486: 8754, # Solar Fotovoltaica (MW)
    1475: 14511, # Hidráulica (MW)
    1484: 3331, # Turbinación Bombeo (MW)
    1476: 11, # Hidroeléctrica (MW)
    1477: 12117, # Nuclear (MW)
    1483: 26722, # Gas parte 1 (MW)
    1480: 1149, # Gas parte 2 (MW)
    1478: 0.0, # Carbón (MW)
    1489: 5584, # Cogeneración (MW)
    1500: 3331, # Turbinación Bombeo Almacenamiento (MW)
    1501: 0, # Baterías Almacenamiento (MW)
}

# Parámetros adicionales para almacenamiento
duracion_baterias_horas = 8 # Duración en horas
duracion_bombeo_horas = 4 # Duración en horas
```

Figura E.3 Valores definidos de potencia instalada por tecnología de generación

Se define un diccionario `potencia_instalada` que almacena la capacidad instalada en megavatios (MW) para cada tecnología de generación eléctrica. Las claves del diccionario son identificadores únicos para cada tecnología, y los valores corresponden a la capacidad instalada.

Esta información es fundamental para calcular la producción potencial de cada tecnología en función de su factor de carga.

```
# Función para obtener un número válido del usuario
def obtener_numero(prompt, min_val=None, max_val=None, allow_empty=False):
    while True:
        user_input = input(prompt)
        if allow_empty and user_input.strip() == '':
            return None
        try:
            value = float(user_input)
            if min_val is not None and value < min_val:
                print(f"Por favor, ingrese un número mayor o igual a {min_val}.")
                continue
            if max_val is not None and value > max_val:
                print(f"Por favor, ingrese un número menor o igual a {max_val}.")
                continue
            return value
        except ValueError:
            print("Por favor, ingrese un número válido o deje en blanco para mantener el valor actual.")
```

Figura E.4 Función para introducir nuevos valores de potencia instalada

Esta función solicita al usuario que ingrese un número, asegurando que sea válido y, opcionalmente, que esté dentro de un rango especificado:

- prompt: mensaje que se muestra al usuario.
- min_val y max_val: valores mínimo y máximo permitidos (opcional).
- allow_empty: si es True, permite que el usuario deje el campo en blanco para indicar que no desea cambiar el valor actual.

El bucle while continúa solicitando al usuario hasta que se ingresa un valor válido o se deja en blanco (si se permite).

```
# Solicitar inputs del usuario para ajustar el mix energético
def obtener_ajustes_usuario():
    mantener_mix_actual = input("¿Desea mantener el mix energético actual de España? (s/n): ").strip().lower() == 's'

    if (variable porcentaje_gas: float | None):
        porcentaje_gas = obtener_numero("Ingrese el porcentaje de ciclos combinados a mantener (0-100) (deje en blanco para mantener actual): ", 0, 100, allow_empty=True)
        if porcentaje_gas is None:
            porcentaje_gas = 100 # Mantener al 100% si no se ingresa valor
        porcentaje_carbon = obtener_numero("Ingrese el porcentaje de centrales de carbón a mantener (0-100) (deje en blanco para mantener actual): ", 0, 100, allow_empty=True)
        if porcentaje_carbon is None:
            porcentaje_carbon = 100 # Mantener al 100% si no se ingresa valor
        cerrar_nucleares = input("¿Desea cerrar las centrales nucleares? (s/n): ").strip().lower() == 's'
    else:
        porcentaje_gas = 0
        porcentaje_carbon = 0
        cerrar_nucleares = False

    # Permitir establecer capacidades totales o mantener actuales
    capacidad_eolica = obtener_numero("Ingrese la capacidad total de MW de eólica (deje en blanco para mantener actual): ", 0, allow_empty=True)
    capacidad_termica = obtener_numero("Ingrese la capacidad total de MW de solar térmica (deje en blanco para mantener actual): ", 0, allow_empty=True)
    capacidad_solar_fv = obtener_numero("Ingrese la capacidad total de MW de solar fotovoltaica (deje en blanco para mantener actual): ", 0, allow_empty=True)
    capacidad_hidraulica = obtener_numero("Ingrese la capacidad total de MW de hidráulica (deje en blanco para mantener actual): ", 0, allow_empty=True)
    capacidad_nuclear = obtener_numero("Ingrese la capacidad total de MW de nuclear (deje en blanco para mantener actual): ", 0, allow_empty=True)
    capacidad_baterias = obtener_numero("Ingrese la capacidad total de MW de baterías (deje en blanco para mantener actual): ", 0, allow_empty=True)
    capacidad_bombeo = obtener_numero("Ingrese la capacidad total de MW de turbina de bombeo (deje en blanco para mantener actual): ", 0, allow_empty=True)

    return {
        "mantener_mix_actual": mantener_mix_actual,
        "porcentaje_gas": porcentaje_gas,
        "porcentaje_carbon": porcentaje_carbon,
        "cerrar_nucleares": cerrar_nucleares,
        "capacidad_eolica": capacidad_eolica,
        "capacidad_termica": capacidad_termica,
        "capacidad_solar_fv": capacidad_solar_fv,
        "capacidad_hidraulica": capacidad_hidraulica,
        "capacidad_nuclear": capacidad_nuclear,
        "capacidad_baterias": capacidad_baterias,
        "capacidad_bombeo": capacidad_bombeo
    }
}
```

Figura E.5 Función para introducir nuevos valores de potencia instalada

Esta función interactúa con el usuario para obtener los ajustes que desea aplicar al mix energético:

- Mantener mix actual: pregunta si se desea mantener el mix energético actual de España.
 - Si se mantiene, permite ajustar el porcentaje de ciclos combinados (gas) y centrales de carbón a mantener (0-100%).
 - Permite decidir si se cierran las centrales nucleares.
- Capacidades específicas: permite al usuario establecer nuevas capacidades instaladas para diferentes tecnologías (eólica, solar, hidráulica, etc.) o mantener las actuales dejando el campo en blanco.

La función devuelve un diccionario ajustes con todos los valores proporcionados por el usuario.

```

# Ajustar la potencia instalada según los inputs del usuario
def ajustar_potencia_instalada(potencia_instalada, ajustes):
    potencia_ajustada = potencia_instalada.copy()

    if ajustes["mantener_mix_actual"]:
        # Ajustar las capacidades de Gas y Carbón proporcionalmente
        potencia_ajustada[1483] = potencia_instalada[1483] * (ajustes["porcentaje_gas"] / 100) if ajustes["porcentaje_gas"] is not None else potencia_instalada[1483]
        potencia_ajustada[1480] = potencia_instalada[1480] * (ajustes["porcentaje_gas"] / 100) if ajustes["porcentaje_gas"] is not None else potencia_instalada[1480]
        potencia_ajustada[1478] = potencia_instalada[1478] * (ajustes["porcentaje_carbon"] / 100) if ajustes["porcentaje_carbon"] is not None else potencia_instalada[1478]
    else:
        # Inicializan las potencias a 0 si no se mantiene el mix actual
        potencia_ajustada = {id_: 0 for id_ in potencia_instalada.keys()}

    # Ajustar las potencias según los inputs del usuario
    if ajustes["cerrar_nucleares"]:
        potencia_ajustada[1477] = 0 # Cerrar nucleares
    else:
        if ajustes["capacidad_nuclear"] is not None:
            potencia_ajustada[1477] = ajustes["capacidad_nuclear"]
        else:
            # Mantener capacidad actual
            potencia_ajustada[1477] = potencia_instalada[1477]

    # Establecen capacidades especificadas o mantener actuales
    if ajustes["capacidad_eolica"] is not None:
        potencia_ajustada[1485] = ajustes["capacidad_eolica"] # Eólica
    if ajustes["capacidad_termica"] is not None:
        potencia_ajustada[1487] = ajustes["capacidad_termica"] # Solar Térmica
    if ajustes["capacidad_solar_fv"] is not None:
        potencia_ajustada[1486] = ajustes["capacidad_solar_fv"] # Solar Fotovoltaica
    if ajustes["capacidad_hidraulica"] is not None:
        potencia_ajustada[1475] = ajustes["capacidad_hidraulica"] # Hidráulica
        potencia_ajustada[1476] = ajustes["capacidad_hidraulica"] # Hidroeléctrica
    if ajustes["capacidad_bombeo"] is not None:
        potencia_ajustada[1484] = ajustes["capacidad_bombeo"] # Turbinación Bombeo
        potencia_ajustada[1500] = ajustes["capacidad_bombeo"] # Turbinación Bombeo Almacenamiento
    if ajustes["capacidad_baterias"] is not None:
        potencia_ajustada[1501] = ajustes["capacidad_baterias"] # Baterías Almacenamiento

    return potencia_ajustada

```

Figura E.6 Función para ajustar la capacidad instalada de cada tecnología

Esta función ajusta la capacidad instalada de cada tecnología según las preferencias del usuario:

- Si el usuario decide mantener el mix actual, se ajustan las capacidades de gas y carbón según los porcentajes proporcionados.
- Si no se mantiene el mix actual, se inicializan las capacidades a cero.
- Se cierran las centrales nucleares si el usuario así lo indica.
- Se actualizan las capacidades de las tecnologías para las cuales el usuario proporcionó nuevos valores.
- Las tecnologías para las cuales no se proporcionaron nuevos valores mantienen su capacidad actual.

La función devuelve un diccionario potencia_ajustada con las capacidades instaladas actualizadas.

```

# Función para calcular la producción horaria con excedente y gestionar baterías y turbinación bombeo
def calcular_produccion_horaria_con_excedente(potencia_instalada, factores_carga, demanda, ajustes):
    resultados = []

    # Parámetros de almacenamiento
    # Calcula la capacidad total en MWh
    capacidad_total_baterias = potencia_instalada[1501] * duracion_baterias_horas # MWh
    capacidad_total_bombeo = potencia_instalada[1500] * duracion_bombeo_horas # MWh

    # Inicializa el SOC (Estado de Carga) al 50% si la capacidad total es mayor que cero
    capacidad_disponible_baterias = capacidad_total_baterias / 2 if capacidad_total_baterias > 0 else 0 # MWh
    capacidad_disponible_bombeo = capacidad_total_bombeo / 2 if capacidad_total_bombeo > 0 else 0 # MWh

    # Eficiencias
    eficiencia_carga_baterias = 0.95
    eficiencia_descarga_baterias = 0.95
    eficiencia_carga_bombeo = 0.90
    eficiencia_descarga_bombeo = 0.90

    # Límites de carga/descarga por hora (en MWh)
    limite_carga_baterias = potencia_instalada[1501] * 1 # MW * 1 hora = MWh
    limite_descarga_baterias = potencia_instalada[1501] * 1
    limite_carga_bombeo = potencia_instalada[1500] * 1
    limite_descarga_bombeo = potencia_instalada[1500] * 1

    for hora in range(8760): # 365 días * 24 horas
        produccion_total_horaria = 0 # MWh
        demanda_horaria = 0 # MWh
        excedente_horario = 0 # MWh
        almacenamiento_horario = 0 # MWh
        escenario = 3
        caso_excedente = 0
        energia_generada = {
            "Cogeneracion": 0,
            "Nuclear": 0,
            "Hidráulica": 0,
            "Solar Fotovoltaica": 0,
            "Solar Térmica": 0,
            "Eólica": 0,
            "Baterías": 0,
            "Bombeo": 0,
            "Gas": 0,
            "Carbon": 0
        }
        # Ya no necesitamos energía excluida
        energia_excedente_usada_baterias = 0 # MWh
        energia_baterias_cargada = 0 # MWh
        energia_bombeo_cargada = 0 # MWh

        # Obtener el día y la hora local
        dia = hora // 24 # División entera para obtener el día
        hora_local = hora % 24 # Hora del día (0-23)

        # Obtener la demanda horaria
        demanda_horaria = demanda.iloc[hora]['value'] # Asumiendo que 'value' está en MWh

        # Obtener factores de carga horarios directamente (valores entre 0 y 1)
        factor_carga_cogeneracion = factores_carga.iloc[hora]['Cogeneration%']
        factor_carga_nuclear = factores_carga.iloc[hora]['Nuclear%']
        factor_carga_hidro = factores_carga.iloc[hora]['Hydro%']
        factor_carga_eolica = factores_carga.iloc[hora]['Wind%']
        factor_carga_gas = factores_carga.iloc[hora]['Gas%']
        factor_carga_carbon = factores_carga.iloc[hora]['Coal%']
        factor_carga_solar_fv = factores_carga.iloc[hora]['SolarFlatPlate']
        factor_carga_solar_termica = factores_carga.iloc[hora]['SolarThermal']

        # Producción horaria por tecnología en el orden especificado (MWh)
        produccion_ordenada = {
            "Cogeneracion": potencia_instalada[1489] * factor_carga_cogeneracion, # MW * 1 hora = MWh
            "Nuclear": potencia_instalada[1477] * factor_carga_nuclear, # MW * 1 hora = MWh
            "Hidráulica": (potencia_instalada[1475] + potencia_instalada[1476]) * factor_carga_hidro, # MW * 1 hora = MWh
            "Solar Fotovoltaica": potencia_instalada[1486] * factor_carga_solar_fv, # MW * 1 hora = MWh
            "Solar Térmica": potencia_instalada[1487] * factor_carga_solar_termica, # MW * 1 hora = MWh
            "Eólica": potencia_instalada[1485] * factor_carga_eolica # MW * 1 hora = MWh
        }

```

```

energia_excedente_usada_baterias = 0 # Mwh
energia_baterias_cargada = 0 # Mwh
energia_bombeo_cargada = 0 # Mwh

# Obtener el día y la hora local
dia = hora // 24 # División entera para obtener el día
hora_local = hora % 24 # Hora del día (0-23)

# Obtener la demanda horaria
demanda_horaria = demanda.iloc[hora]['value'] # Asumiendo que 'value' está en Mwh

# Obtener factores de carga horarios directamente (valores entre 0 y 1)
factor_carga_cogeneracion = factores_carga.iloc[hora]['Cogeneration%']
factor_carga_nuclear = factores_carga.iloc[hora]['Nuclear%']
factor_carga_hidro = factores_carga.iloc[hora]['Hydro%']
factor_carga_eolica = factores_carga.iloc[hora]['Wind%']
factor_carga_gas = factores_carga.iloc[hora]['Gas%']
factor_carga_carbon = factores_carga.iloc[hora]['Coal%']
factor_carga_solar_fv = factores_carga.iloc[hora]['SolarFlatPlate']
factor_carga_solar_termica = factores_carga.iloc[hora]['SolarThermal']

# Producción horaria por tecnología en el orden especificado (Mwh)
produccion_ordenada = {
    "Cogeneracion": potencia_instalada[1489] * factor_carga_cogeneracion, # MW * 1 hora = Mwh
    "Nuclear": potencia_instalada[1477] * factor_carga_nuclear, # MW * 1 hora = Mwh
    "Hidráulica": (potencia_instalada[1475] + potencia_instalada[1476]) * factor_carga_hidro, # MW * 1 hora = Mwh
    "Solar Fotovoltaica": potencia_instalada[1486] * factor_carga_solar_fv, # MW * 1 hora = Mwh
    "Solar Térmica": potencia_instalada[1487] * factor_carga_solar_termica, # MW * 1 hora = Mwh
    "Eólica": potencia_instalada[1485] * factor_carga_eolica # MW * 1 hora = Mwh
}

# Calcular la producción total sin limitarla a la demanda
for tecnologia, produccion in produccion_ordenada.items():
    energia_generada[tecnologia] = produccion
    produccion_total_horaria += produccion

# Calcular excedente
excedente_horario = max(0, produccion_total_horaria - demanda_horaria)

# Manejar almacenamiento dinámico
# 1. Cargar Baterías y Turbinación Bombeo con excedente
if excedente_horario > 0 and (capacidad_total_baterias > 0 or capacidad_total_bombeo > 0):
    # Cargar Baterías
    if capacidad_total_baterias > 0:
        energia_cargada_baterias = min(
            excedente_horario * eficiencia_carga_baterias, # Mwh
            limite_carga_baterias, # Mwh por hora
            capacidad_total_baterias - capacidad_disponible_baterias # Mwh disponibles para carga
        )
        capacidad_disponible_baterias += energia_cargada_baterias
        # Registrar la energía excedente utilizada para cargar baterías
        energia_excedente_usada_baterias = energia_cargada_baterias / eficiencia_carga_baterias # Ajustar según eficiencia
        excedente_horario -= energia_excedente_usada_baterias
        energia_baterias_cargada = energia_cargada_baterias # Guardar para el CSV

    # Cargar Turbinación Bombeo
    if capacidad_total_bombeo > 0:
        energia_cargada_bombeo = min(
            excedente_horario * eficiencia_carga_bombeo, # Mwh
            limite_carga_bombeo, # Mwh por hora
            capacidad_total_bombeo - capacidad_disponible_bombeo # Mwh disponibles para carga
        )
        capacidad_disponible_bombeo += energia_cargada_bombeo
        excedente_horario -= energia_cargada_bombeo / eficiencia_carga_bombeo # Ajustar según eficiencia
        energia_bombeo_cargada = energia_cargada_bombeo # Guardar para el CSV

# Actualizar excedente_horario después de cargar las baterías y bombeo
excedente_horario = max(0, excedente_horario)

```

```

# Calcular inestabilidad del sistema DESPUÉS de cargar las baterias
inestabilidad_hora = False
if excedente_horario > 0:
    inestabilidad = (excedente_horario / demanda_horaria) * 100
    if inestabilidad > 15:
        inestabilidad_hora = True
        print(f"Hora {hora + 1}: Hora inestable")

# 2. Descargar Baterias y Turbinación Bombeo para cubrir déficit
if produccion_total_horaria < demanda_horaria:
    energia_faltante = demanda_horaria - produccion_total_horaria # MWh

# Descargar Baterias
if capacidad_total_baterias > 0 and capacidad_disponible_baterias > 0:
    energia_descargada_baterias = min(
        energia_faltante / eficiencia_descarga_baterias, # MWh necesarios después de eficiencia
        limite_descarga_baterias, # MWh por hora
        capacidad_disponible_baterias # MWh disponibles para descarga
    )
    capacidad_disponible_baterias -= energia_descargada_baterias
    energia_aportada_baterias = energia_descargada_baterias * eficiencia_descarga_baterias
    produccion_total_horaria += energia_aportada_baterias
    energia_faltante -= energia_aportada_baterias

# Añadir a energia generada por Baterias
energia_generada["Baterias"] += energia_aportada_baterias

# Descargar Turbinación Bombeo
if capacidad_total_bombeo > 0 and capacidad_disponible_bombeo > 0:
    energia_descargada_bombeo = min(
        energia_faltante / eficiencia_descarga_bombeo, # MWh necesarios después de eficiencia
        limite_descarga_bombeo, # MWh por hora
        capacidad_disponible_bombeo # MWh disponibles para descarga
    )
    capacidad_disponible_bombeo -= energia_descargada_bombeo
    energia_aportada_bombeo = energia_descargada_bombeo * eficiencia_descarga_bombeo
    produccion_total_horaria += energia_aportada_bombeo
    energia_faltante -= energia_aportada_bombeo

# Añadir a energia generada por Turbinación Bombeo
energia_generada["Bombeo"] += energia_aportada_bombeo

# Si después de descargar baterias y bombeo aún hay déficit, cubrirlo con Gas y Carbón
if produccion_total_horaria < demanda_horaria:
    energia_faltante = demanda_horaria - produccion_total_horaria # MWh

# Potencial de generación de Gas y Carbón
potencia_gas = (potencia_instalada[1483] + potencia_instalada[1480]) * factor_carga_gas # MW * 1 hora = MWh
potencia_carbon = potencia_instalada[1478] * factor_carga_carbon # MW * 1 hora = MWh

# Generación efectiva de Gas
if potencia_gas > 0:
    energia_generada["Gas"] = min(potencia_gas, energia_faltante)
    energia_faltante -= energia_generada["Gas"]
    produccion_total_horaria += energia_generada["Gas"]

# Generación efectiva de Carbón
if potencia_carbon > 0 and energia_faltante > 0:
    energia_generada["Carbon"] = min(potencia_carbon, energia_faltante)
    energia_faltante -= energia_generada["Carbon"]
    produccion_total_horaria += energia_generada["Carbon"]

if energia_faltante <= 0:
    escenario = 2
    caso_excedente = 2
else:
    # Escenario 3: Déficit energético
    escenario = 3
    caso_excedente = 3
else:
    # Si la producción total satisface o excede la demanda
    if excedente_horario > 0:
        escenario = 1
        caso_excedente = 1

# Actualizar almacenamiento_horario para reflejar el SOC actual
almacenamiento_horario = capacidad_disponible_baterias + capacidad_disponible_bombeo # MWh

```

```

# Potencial de generación de Gas y Carbón
potencia_gas = (potencia_instalada[1483] + potencia_instalada[1480]) * factor_carga_gas # MW * 1 hora = MWh
potencia_carbon = potencia_instalada[1478] * factor_carga_carbon # MW * 1 hora = MWh

# Generación efectiva de Gas
if potencia_gas > 0:
    energia_generada["Gas"] = min(potencia_gas, energia_faltante)
    energia_faltante -= energia_generada["Gas"]
    produccion_total_horaria += energia_generada["Gas"]

# Generación efectiva de Carbón
if potencia_carbon > 0 and energia_faltante > 0:
    energia_generada["Carbon"] = min(potencia_carbon, energia_faltante)
    energia_faltante -= energia_generada["Carbon"]
    produccion_total_horaria += energia_generada["Carbon"]

if energia_faltante <= 0:
    escenario = 2
    caso_excedente = 2
else:
    # Escenario 3: Déficit energético
    escenario = 3
    caso_excedente = 3
else:
    # Si la producción total satisface o excede la demanda
    if excedente_horario > 0:
        escenario = 1
        caso_excedente = 1

# Actualizar almacenamiento_horario para reflejar el SOC actual
almacenamiento_horario = capacidad_disponible_baterias + capacidad_disponible_bombeo # MWh

# Calcular emisiones de CO2 (en toneladas)
co2_emitido = (
    energia_generada["Cogeneracion"] * 0.38 + # tCO2/MWh
    energia_generada["Gas"] * 0.37 + # tCO2/MWh
    energia_generada["Carbon"] * 0.96 # tCO2/MWh
)

# Calcular porcentaje de electricidad libre de CO2
energia_con_co2 = energia_generada["Cogeneracion"] + energia_generada["Gas"] + energia_generada["Carbon"]
if produccion_total_horaria > 0:
    porcentaje_electricidad_libre_co2 = ((produccion_total_horaria - energia_con_co2) / produccion_total_horaria) * 100
else:
    porcentaje_electricidad_libre_co2 = 0

resultados.append({
    "hora": hora + 1,
    "produccion_total_horaria": produccion_total_horaria, # MWh (incluye excedentes)
    "demanda_horaria": demanda_horaria, # MWh
    "excedente_horario": excedente_horario, # MWh
    "energia_excedente_usada_baterias": energia_excedente_usada_baterias, # MWh
    "energia_baterias_cargada": energia_baterias_cargada, # MWh (Nueva Columna)
    "energia_bombeo_cargada": energia_bombeo_cargada, # MWh (Nueva Columna)
    "almacenamiento_horario": almacenamiento_horario, # MWh
    "escenario": escenario,
    "caso_excedente": caso_excedente,
    "energia_generada": energia_generada,
    "co2_emitido": co2_emitido, # tCO2
    "porcentaje_electricidad_libre_co2": porcentaje_electricidad_libre_co2, # %
    "inestabilidad_hora": inestabilidad_hora,
    "dia": dia + 1,
    "hora_del_dia": hora_local,
    "SOC_Baterias (MWh)": capacidad_disponible_baterias,
    "SOC Bombeo (MWh)": capacidad_disponible_bombeo
})
return resultados

```

Figura E.7 Función para calcular los datos de generación eléctrica

Esta función es el núcleo de la simulación y realiza los cálculos horarios para determinar:

- Producción total horaria: suma de la energía generada por todas las tecnologías renovables y no renovables.

- Excedente de energía: energía generada que excede la demanda horaria.
- Gestión del almacenamiento: carga y descarga de baterías y sistemas de bombeo para almacenar excedentes y cubrir déficits.
- Emisiones de CO2: calcula las emisiones basadas en la generación de tecnologías que emiten CO2.
- Inestabilidad del sistema: identifica horas en las que el excedente supera el 15% de la demanda, indicando posibles problemas de estabilidad.
- Escenarios y casos de excedente: clasifica la situación energética de cada hora en función de la relación entre producción y demanda.

La función devuelve una lista de resultados con un diccionario para cada hora, que incluye toda la información calculada.

```
# función para guardar resultados en un archivo CSV
def guardar_resultados_en_csv(resultados, nombre_archivo):
    datos_csv = []

    for resultado in resultados:
        fila = {
            "Hora": resultado["hora"],
            "Día": resultado["dia"],
            "Hora del Día": resultado["hora_del_dia"],
            "Producción Total (MWh)": resultado["produccion_total_horaria"],
            "Demanda Total (MWh)": resultado["demanda_horaria"],
            "Excedente (MWh)": resultado["excedente_horario"],
            "Excedente Cargado en Baterías (MWh)": resultado.get("energia_excedente_usada_baterias", 0),
            "Energía Baterías Cargada (MWh)": resultado.get("energia_baterias_cargada", 0),
            "Energía Bombeo Cargada (MWh)": resultado.get("energia_bombeo_cargada", 0),
            "Almacenamiento Total (MWh)": resultado["almacenamiento_horario"],
            "SOC Baterías (MWh)": resultado.get("SOC_Baterias (MWh)", 0),
            "SOC Bombeo (MWh)": resultado.get("SOC Bombeo (MWh)", 0),
            "Escenario": resultado["escenario"],
            "Caso Excedente": resultado["caso_excedente"],
            "CO2 Emitido (tCO2)": resultado["co2_emitido"],
            "Porcentaje Electricidad Libre de CO2 (%)": resultado["porcentaje_electricidad_libre_co2"],
            "Inestabilidad de la Hora": resultado["inestabilidad_hora"]
        }

        # Añadir la generación de cada tecnología
        for tecnologia in [
            "Cogeneración", "Nuclear", "Hidráulica", "Solar Fotovoltaica",
            "Solar Térmica", "Eólica", "Baterías", "Bombeo", "Gas", "Carbon"
        ]:
            fila[f"{tecnologia} Generada (MWh)"] = resultado["energia_generada"].get(tecnologia, 0)

        datos_csv.append(fila)

    df = pd.DataFrame(datos_csv)
    try:
        df.to_csv(nombre_archivo, index=False)
        print(f"Resultados guardados correctamente en '{nombre_archivo}'")
    except PermissionError:
        print(
            f"Error: No se puede guardar el archivo en '{nombre_archivo}'. "
            "Asegúrate de que el archivo no esté abierto y que tengas permisos "
            "de escritura en el directorio."
        )
    except Exception as e:
        print(f"Error inesperado al guardar el archivo: {e}")
```

Figura E.8 Función para generar las gráficas

Esta función transforma los resultados de la simulación en un formato adecuado y los guarda en un archivo CSV:

- Transformación de datos: convierte la lista de diccionarios resultados en una lista de filas (datos_csv) adecuadas para un DataFrame.
- Creación del DataFrame: utiliza pandas para crear un DataFrame con los datos.
- Guardado en CSV: exporta el DataFrame a un archivo CSV en la ruta especificada.
- Manejo de excepciones: gestiona posibles errores al guardar el archivo, como problemas de permisos o si el archivo está abierto.

```
# Función principal para ejecutar la simulación
def main():
    # Cargar los datos
    demanda_energia, factor_de_planta = cargar_datos()

    # Obtener ajustes del usuario
    ajustes = obtener_ajustes_usuario()

    # Ajustar la potencia instalada
    potencia_instalada_ajustada = ajustar_potencia_instalada(potencia_instalada, ajustes)
    print("\nPotencia instalada ajustada (inicial):")
    print(potencia_instalada_ajustada)

    # Calcular la producción horaria
    resultados_horarios = calcular_produccion_horaria_con_excedente(
        potencia_instalada_ajustada, factor_de_planta, demanda_energia, ajustes
    )

    # Guardar los resultados en un archivo CSV
    ruta_guardado_csv = r'C:/Users/alex/Desktop/Trabajo Fin de Grado/Python/resultados_simulacion_horaria.csv'
    guardar_resultados_en_csv(resultados_horarios, ruta_guardado_csv)

    # Cargar los resultados desde el CSV
    df_resultados = pd.read_csv(ruta_guardado_csv)

    # Generar las 52 gráficas semanales
    generar_grafica(df_resultados)

if __name__ == "__main__":
    main()
```

Figura E.9 Función main

La función main() coordina la ejecución del programa y sigue estos pasos:

1. Carga de datos: llama a cargar_datos() para obtener la demanda energética y los factores de planta.
2. Obtención de ajustes del usuario: solicita las preferencias del usuario mediante obtener_ajustes_usuario().

3. Ajuste de potencia instalada: actualiza las capacidades instaladas según los ajustes con `ajustar_potencia_instalada()`.
 4. Cálculo de producción horaria: realiza la simulación horaria con `calcular_produccion_horaria_con_excedente()`.
 5. Guardado de resultados: almacena los resultados en un archivo CSV utilizando `guardar_resultados_en_csv()`.
 6. Generación de gráficas: carga los resultados desde el CSV y genera las gráficas semanales con `generar_grafica()`.
- 7.

F. FACTOR DE POTENCIA

El proceso de obtención de los datos de factor de potencia sigue la siguiente metodología. Los datos se obtienen de la web de la red eléctrica, y el primer paso es recopilar los datos de generación de cada tecnología por cada hora. En la imagen se muestra un ejemplo de los datos de generación para un día en el caso de la energía nuclear. El segundo paso es dividir ese dato por la potencia instalada, la cual también se obtiene de la web de la red eléctrica. El resultado de la división se almacenaba en otro archivo Excel para que el código pudiera acceder a la información y realizar los cálculos pertinentes para calcular la generación eléctrica.

Tabla F.1 Valores de generación de las centrales nucleares para un día (MWh)

name	geoid	geoname	value	potencia	start_date	end_date
Generación medida Nuclear	6047.36	0.8497063	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6045.9	0.8495012	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6046.75	0.8496206	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6044.53	0.8493087	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6045.74	0.8494787	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6044.44	0.8492961	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6044.09	0.8492469	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6043.27	0.8491317	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6039.83	0.8486483	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6039.74	0.8486357	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6040.71	0.848772	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6039.32	0.8485766	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6041.9	0.8489392	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6044.81	0.849348	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6042.98	0.8490909	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6043.96	0.8492286	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6042.9	0.8490797	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6043.67	0.8491879	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6046.88	0.8496389	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6047.4	0.849712	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6048.43	0.8498567	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6047.03	0.84966	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6047.49	0.8497246	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		
Generación medida Nuclear	6046.67	0.8496094	2019-01-01T00:00:00+01:00	2019-12-31T23:55:00+01:00		

En la siguiente imagen se muestra un ejemplo de los factores de potencia para cada tecnología durante un día completo. Para simplificar los cálculos, se ha escogido el valor de 1 para los ciclos combinados de gas y las centrales de carbón. Esta elección se debe a que su generación no está condicionada por factores climáticos.

Tabla F.2 Valores de factores de potencia de todas las tecnologías para un día entero

Date	Wind%	SolarThermal	SolarFlatPlate	Hydro%	Nuclear%	Gas%	Coal%	Cogeneration%
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.120045403	0.006901042	2.82346E-06	0.113307404	0.849706337	1	1	0.442493264
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.11865475	0.006866319	3.1764E-06	0.111255118	0.849501194	1	1	0.441801689
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.11009779	0.003524306	4.94106E-06	0.071976839	0.849620627	1	1	0.436745105
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.106874206	0.000794271	4.58813E-06	0.047376886	0.849308697	1	1	0.435198491
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.103156433	0.038563368	8.11746E-06	0.054256053	0.849478713	1	1	0.436622957
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.070254318	0.242083333	1.02351E-05	0.052112528	0.849296052	1	1	0.436854679
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.051237459	0.419969618	1.23527E-05	0.054113347	0.849246874	1	1	0.437485181
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.048460598	0.41718316	3.63521E-05	0.051282021	0.849131657	1	1	0.44049039
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.058202788	0.460516493	0.001420202	0.053750731	0.848648307	1	1	0.441458595
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.106409544	0.544305556	0.027901461	0.05564218	0.848635661	1	1	0.439906592
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.149329121	0.591050347	0.069448013	0.070469061	0.848771954	1	1	0.443696785
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.190447041	0.373085938	0.092275005	0.062226576	0.848576647	1	1	0.443693192
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.213593472	0.082473958	0.102222418	0.077382735	0.84893916	1	1	0.442457338
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.232458566	0.020598958	0.103936613	0.090207627	0.84934804	1	1	0.445879289
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.255945358	0.007777778	0.098115338	0.086872734	0.849090909	1	1	0.444736842
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.301874524	0.006983507	0.082850992	0.080424026	0.849228608	1	1	0.444487156
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.322431737	0.006983507	0.050631397	0.090505907	0.849079668	1	1	0.446287049
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.306226187	0.006966146	0.010868215	0.118749561	0.84918786	1	1	0.449504221
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.278125794	0.006940104	6.98807E-05	0.154473038	0.849638893	1	1	0.454770972
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.241437325	0.003628472	9.17625E-06	0.171461574	0.849711957	1	1	0.459179091
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.228179134	0.000529514	5.99986E-06	0.183845479	0.849856681	1	1	0.46499012
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.244608363	0.026588542	5.64693E-06	0.182448824	0.849659969	1	1	0.467449255
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.24171625	0.200842014	3.52933E-06	0.147629547	0.849724603	1	1	0.469132387
2019-01-01T00:00:00+01:00	0.22121825	0.393394097	2.1176E-06	0.106321207	0.849609386	1	1	0.468507275

G. CURVAS DE DEMANDA

Los valores de la demanda por horas se han obtenido de la página de la red eléctrica y están almacenados en un archivo Excel, al cual accede el código para obtener los datos de demanda. En la imagen se muestra un ejemplo de los valores de demanda para un día completo, y en el archivo Excel se encuentran los datos correspondientes a un año natural. Las unidades están en MWh.

Tabla G.1 Valores de demanda eléctrica para un día completo (MWh)

id	name	geoid	geoname	value	datetime
10004	Demanda real suma de generación			23456.83	2019-01-01T00:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			22780	2019-01-01T01:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			21453.83	2019-01-01T02:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			20256.17	2019-01-01T03:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			19468.33	2019-01-01T04:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			19169.33	2019-01-01T05:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			19296.67	2019-01-01T06:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			19745	2019-01-01T07:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			19750.17	2019-01-01T08:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			20265.17	2019-01-01T09:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			21913.67	2019-01-01T10:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			23254	2019-01-01T11:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			23821	2019-01-01T12:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			24312.83	2019-01-01T13:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			24309.67	2019-01-01T14:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			23114.33	2019-01-01T15:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			22494.17	2019-01-01T16:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			22817.67	2019-01-01T17:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			25339.83	2019-01-01T18:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			26953.67	2019-01-01T19:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			28076	2019-01-01T20:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			28519.83	2019-01-01T21:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			27694	2019-01-01T22:00:00+01:00
10004	Demanda real suma de generación			25772.17	2019-01-01T23:00:00+01:00

