



# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

## TRABAJO FIN DE MÁSTER

Autor: Juan Ramón Llorca Ortolá

Directores:

Alberto Campos Fernández

Salvador Doménech Martínez

José Villar Collado

Madrid

Julio de 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
ANÁLISIS DE LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS DEL PNIEC ESPAÑOL RELACIONADOS CON EL  
SECTOR ELÉCTRICO

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2020/21 es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

Fdo.: Juan Ramón Llorca Ortolá. Fecha: 06/07/2020

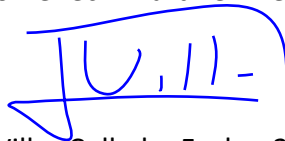


Autorizada la entrega del proyecto

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO

Fdo.: Alberto Campos Fernández. Fecha: 21/07/2020

Fdo.: Salvador Doménech Martínez. Fecha: 21/07/2020



Fdo.: José Villar Collado. Fecha: 21/07/2020

## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO**

### **1ª. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.**

El autor D. Juan Ramón Llorca Ortolá DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

### **2ª. Objeto y fines de la cesión.**

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

### **3ª. Condiciones de la cesión y acceso**

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

### **4ª. Derechos del autor.**

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma.
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

### **5ª. Deberes del autor.**

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

**6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 3 de julio de 2020

**ACEPTA**

Fdo.



## ANÁLISIS DE LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS DEL PNIEC ESPAÑOL RELACIONADOS CON EL SECTOR ELÉCTRICO

Autor: Llorca Ortolá, Juan Ramón.

Directores: Campos Fernández, Francisco Alberto; Doménech Martínez, Salvador; Villar Collado, José.

Entidad Colaboradora: Instituto de Investigación Tecnológica, IIT. Universidad Pontificia Comillas, ICAI

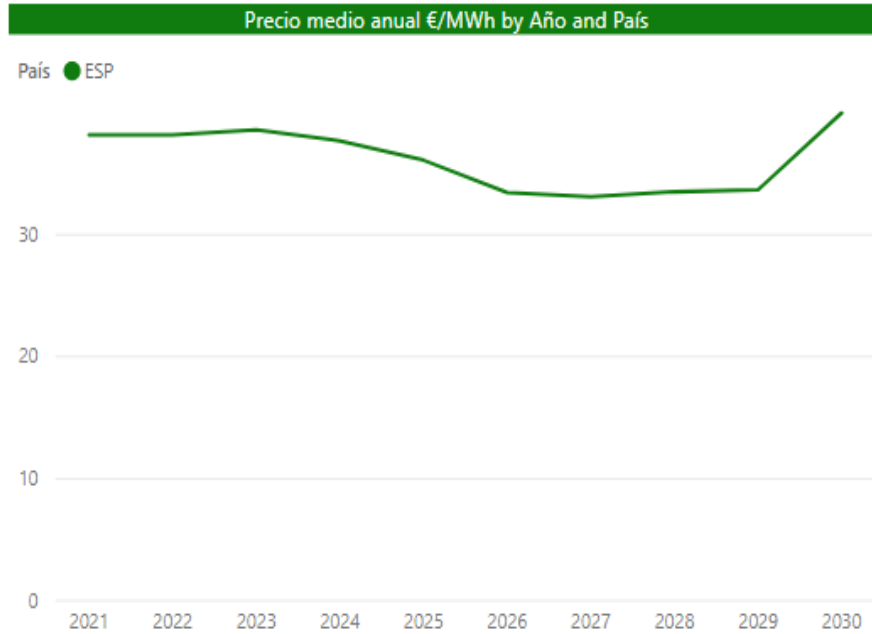
### **Resumen del proyecto**

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es un ambicioso proyecto diseñado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para hacer frente al cambio climático. En él se indican las bases y los objetivos, y se articulan todas las propuestas para su aplicación en el periodo 2021-2030.

El PNIEC propone el cambio a un modelo energético más eficiente, sostenible y con menor dependencia internacional. Especialmente hace hincapié en transformar el sector eléctrico. Por ejemplo, en el año 2030 más del 75% de la energía eléctrica generada provendrá de fuentes renovables.

Este proyecto se centra en el análisis del impacto de las directivas del PNIEC sobre el sector eléctrico. Es decir, a grandes rasgos, analiza el impacto sobre los precios de mercado, las emisiones y el mix energético. Para simular el PNIEC en su periodo de aplicación (2021-2030) se utiliza el modelo CEVESA del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas.

Los resultados de las simulaciones indican que la introducción masiva de potencia renovable en el sistema, junto con el mantenimiento de la nuclear instalada, provocan una caída generalizada de los precios del mercado eléctrico y de las emisiones de CO<sub>2</sub>. En la Figura 1 se muestra la evolución media anual de precios del mercado eléctrico.



*Figura 1. Evolución de precios medios del mercado eléctrico*

El incremento de la potencia renovable instalada ocasiona que haya cada vez un porcentaje mayor de horas con vertidos en el sistema. Principalmente son los vertidos los que motivan la caída generalizada de los precios. De hecho, una hora con vertidos en el sistema implica una hora con precios de mercado a 0€/MWh.

El incremento de la potencia renovable instalada, que aumenta a razón de 5 GW por año, reduce la dependencia energética internacional del sector eléctrico. De hecho, la producción por ciclos combinados pasa de 60 TWh en 2021 a aproximadamente 20 TWh en 2030.

En concreto, la caída de precios del mercado provoca la reducción de los precios de captura (retribución media unitaria) de todas las tecnologías a excepción de los ciclos combinados. Especialmente afecta a las tecnologías que producen durante las horas centrales del día, debido a que es durante las horas con radiación cuando los precios del mercado eléctrico son más bajos. Esta coyuntura está ocasionada por la masiva instalación solar, que provoca que principalmente durante estas horas haya vertidos en el sistema. Dicho sea de paso, que una caída de la retribución media podría mermar el interés inversor y por consiguiente la consecución de los objetivos del PNIEC.

El cierre de la tercera central nuclear en el año 2029 provoca un incremento considerable del precio medio del mercado eléctrico de 6 €/MWh en el año 2030, con respecto al año anterior. Este incremento ocasiona a su vez un aumento considerable de los precios de captura de las tecnologías del mix.

La elevada penetración de energías renovables propuesta por el PNIEC consigue reducir los niveles de emisiones del sector eléctrico en más de 70 MT de CO<sub>2</sub> para el año 2030 (pasando de 90 MT en 2021 a 20 MT en 2030). En la Figura 2 se muestra la evolución de las emisiones del sistema eléctrico.

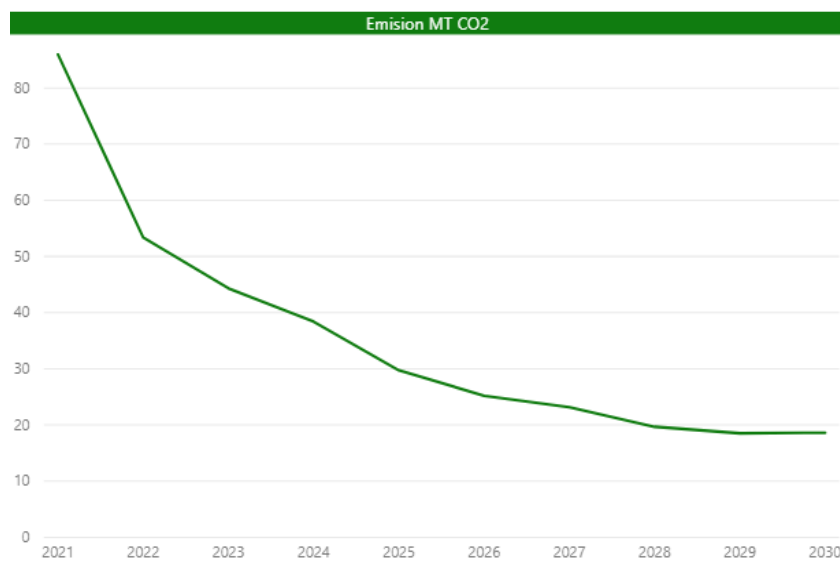


Figura 2. Evolución de las emisiones del sector eléctrico con la aplicación del PNIEC.

Por último, según se aprecia en la Figura 2, cabe destacar que el cierre parcial nuclear propuesto por el PNIEC, además de provocar un incremento de los precios del mercado eléctrico, ralentiza la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> al incrementar la dependencia sobre los ciclos combinados. En efecto, en 2030, con el cierre de la tercera central nuclear, se produce el primer incremento de la producción energética anual de los ciclos combinados dentro del mix, dentro del marco temporal del plan.

Como conclusión, con los análisis realizados se afirma que la instalación masiva de renovable consigue alcanzar los objetivos de descarbonización del sector eléctrico marcados por el PNIEC. Por otra parte, el cierre nuclear impide que se alcance un escenario económico para el consumidor más favorable al obtener precios del mercado eléctrico ligeramente más elevados en el año 2030 que en el 2021.

## ANALYSIS OF THE STRATEGIC OBJECTIVES OF THE SPANISH PNIEC RELATED TO THE ELECTRICAL SECTOR

The Spanish National Energy and Climate Plan is an ambitious project designed by the Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge of Spain to face climate change. It indicates the bases and the objectives and articulates all the proposals for the application of the plan during the 2021-2030 period.

The PNIEC proposes the change to a more efficient, sustainable and less internationally dependent energy model. It especially emphasizes a fully transformed electricity sector, whereby in 2030 more than 75% of the electric energy generated will come from renewable sources.

This project focuses on the analysis of the impact of the PNIEC directives on the electricity sector. In other words, on market prices, emissions and the energy mix. To simulate the PNIEC in its period of application (2021-2030), the CEVESA model of the Instituto de Investigación Tecnológica Research Institute (IIT) of the Universidad Pontificia Comillas is used.

The results of the simulations indicate that the massive introduction of renewable power into the system, together with the maintenance of the installed nuclear power, cause a general drop in the prices of the electricity market and CO<sub>2</sub> emissions. Figure 1 shows the average annual evolution of electricity market prices.



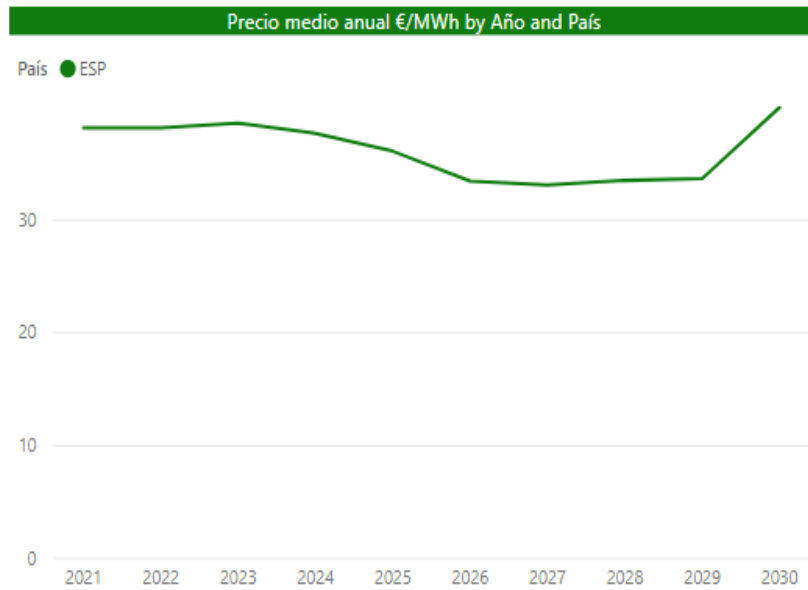


Figura 3. Evolution of average prices in the electricity market

The increase in installed renewable power causes an increasing percentage of hours with spillages in the system. Mainly are the spillages that motivate the general fall in prices. In fact, an hour with spillages into the system implies an hour with market prices of € 0 / MWh.

The increase in installed renewable power, which increases at a rate of 5 GW per year, reduces the international energy dependence on the electricity sector. E.g., the production of combined cycles goes from 60 TWh in 2021 to approximately 20 TWh in 2030.

Specifically, the fall in market prices causes the capture prices (average unit remuneration) to decrease for all technologies except for combined cycles. It especially affects the technologies that produce during the central hours of the day, because it is during the hours with highest radiation when the electricity market prices are lowest. This situation is caused by the massive solar installation, which implies that mainly during these hours there are spillages in the system. A drop in average remuneration could reduce investment interest and therefore the achievement of the PNIEC objectives.

The closure of the third nuclear power plant in 2029 causes a considerable increase in the average price of the electricity market of € 6 / MWh in 2030. This increase in turn causes an increase in the prices of capture of the technologies of the mix.

The high penetration of renewable energies proposed by the PNIEC manages to reduce the emission levels of the electricity sector by more than 70 MT of CO<sub>2</sub> by 2030 (going from 90 MT in 2021 to 20 MT in 2030). Therefore, according to the analysis of the plan carried out by CEVESA, the marked emission targets are met. Figure 2 shows the evolution of emissions from the electrical system.

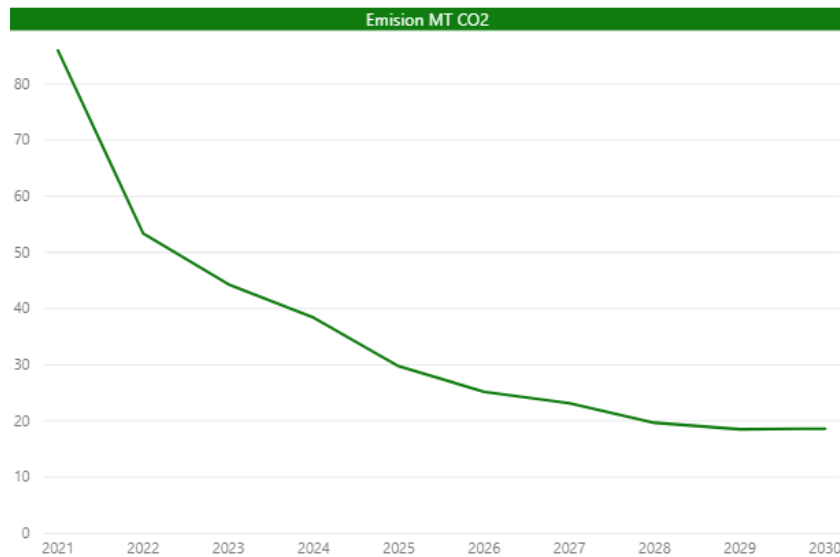


Figura 4. Evolution of emissions from the electricity sector with the application of the PNIEC.

Finally, it should be noted that the partial nuclear closure proposed by the PNIEC, in addition to causing an increase in the prices of the electricity market, slows down the reduction of CO<sub>2</sub> emissions. Indeed, in 2030, with the closure of the third nuclear power plant, the first increase in the yearly energetic production of combined cycles within the energetic mix occurs, inside the time frame of the plan.

In conclusion, with the analysis carried out it is stated that the massive installation of renewable energy achieves the decarbonisation objectives of the electricity sector set by the PNIEC. On the other hand, the nuclear shutdown prevents a more favorable economic scenario for the consumer from being reached by obtaining slightly higher electricity market prices in 2030 than in 2021.

## Contenido

<b>Resumen del proyecto .....</b>	<b>v</b>
<b>1. Introducción .....</b>	<b>1</b>
1.1. Estado del arte .....	3
1.2. Objetivos del proyecto.....	8
<b>2. Resumen de los objetivos del PNIEC español .....</b>	<b>10</b>
2.1. Impacto del PNIEC sobre las Centrales nucleares .....	12
2.2. Impacto del PNIEC sobre las Centrales de carbón.....	13
2.3. Impacto del PNIEC sobre los Ciclos Combinados.....	15
2.4. Especulación sobre la instalación de energía renovable .....	17
<b>3. Resumen de los objetivos del PNIEC portugués .....</b>	<b>20</b>
<b>4. Simulación mediante CEVESA .....</b>	<b>22</b>
4.1. Escenarios por analizar para comparar el Caso Base .....	22
<b>Escenario 2. Simulación del PNIEC sin cierre nuclear.....</b>	<b>23</b>
4.2. Objetivos de las simulaciones .....	24
<b>5. Caso Base – Simulación del PNIEC.....</b>	<b>27</b>
5.1. Introducción.....	27
5.2. Resultados de la simulación del Caso Base.....	33
1. Periodo 2021 - 2026.....	34
4. Periodo 2026 - 2029 .....	47
5. Periodo 2029 – 2030.....	64
<b>6. 1º Escenario: Simulación del PNIEC con precios de CO2 constantes ...</b>	<b>70</b>
6.1. Motivación de escenario.....	70
6.2. Introducción.....	70
6.3. Resultados de la simulación del 1º Escenario y comparación con el Caso Base ..	72
<b>7. 2º Escenario: Simulación del PNIEC sin cierre nuclear .....</b>	<b>78</b>
7.1. Introducción.....	78
7.2. Resultados de la simulación del 2º Escenario y comparación con el Caso Base ..	78
7.3. Comparación de la rentabilidad del Caso Base y del 2º Escenario.....	85
Precios de captura de los ciclos combinados.....	85

Precios de captura de la eólica.....	87
Precios de captura de la solar .....	89
Precios de captura de la energía nuclear .....	92
<b>8. Alineamiento del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible ONU .....</b>	<b>96</b>
<b>9. Conclusiones .....</b>	<b>98</b>
<b>Bibliografía.....</b>	<b>101</b>

## Índice de Figuras

Figura 1. Evolución de precios medios del mercado eléctrico .....	vi
Figura 2. Evolución de las emisiones del sector eléctrico con la aplicación del PNIEC. ....	vii
Figura 3. Evolución de la potencia renovable instalada. Fuente: [4] .....	12
Figura 4. % del Carbón sobre el mix de generación eléctrica en el año 2019. [14] .....	14
Figura 5. Evolución de los precios medios de oferta por tecnología. Fuente: Grupo Ase [18].....	16
Figura 6. Evolución de la tramitación de acceso a la red. Fuente: REE .....	17
Figura 7. Evolución de la tasa del CO2.....	26
Figura 8. Precio medio final por año .....	28
Figura 9. Vertidos eléctricos según el Escenario Objetivo definido por el PNEC. [26].....	30
Figura 10. Evolución de la potencia instalada estimada con referencia al PNIEC. Fuente: [12].....	31
Figura 11. Cierre programado de centrales nucleares. [27].....	32
Figura 12. Evolución precio anual del mercado eléctrico .....	33
Figura 13. Evolución del mix energético en el periodo 2023-2026 de las 5 principales tecnologías.....	37
Figura 14. Evolución de la producción de los ciclos combinados GWh .....	37
Figura 15. Producción térmica en la semana sintética del año 2026.....	39
Figura 16. Precio de mercado para la semana sintética del año 2023 y 2026.....	39
Figura 17. Producción horaria media diaria para el año 2026 (izq.); Precio medio del MIBEL diario para el año 2026 (dcha.).....	40
Figura 18. Vertidos (GWh) eléctricos por año (2021 - 2026) .....	41
Figura 19. Vertidos por hora para semana sintética de los años 2023 y 2026 .....	41
Figura 20. Evolución de las emisiones en millones de toneladas de CO2 en el periodo 2021-2026.....	42
Figura 21. Emisiones diarias en el año 2021 y 2026.....	43
Figura 22. Precio medio diario para 2021 y 2026.....	43
Figura 23. Mix energético medio diario. ....	44
Figura 24. Producción por tecnología (izq); precio del mercado horario (€/MWh) (dcha) en el año 2026 .....	45
Figura 25. Evolución del mix energético.....	46

Figura 26. Evolución de las fuentes del mix energético eléctrico. ....	47
Figura 27. Evolución del precio medio de casación eléctrico 2021-2029 .....	48
Figura 28. Evolución del mix energético entre 2026 y 2029. ....	50
Figura 29. Precio de mercado horario 2026 y 2029 de las semanas sintéticas. ....	51
Figura 30. Producción anual nuclear (izquierda) y carga y descarga (derecha). ....	52
Figura 31. Evolución de la producción anual renovable 2026-2029 .....	53
Figura 32. Evolución de los vertidos en el periodo 2026-2029 .....	53
Figura 33. Vertidos horarios en la semana sintética de 2028 y 2029 .....	54
Figura 34. Vertidos horarios medios en un día .....	54
Figura 35. Producción térmica durante las 3 - 8 horas de la madrugada .....	55
Figura 36. Precio horario y vertidos horarios en la semana sintética del 2029 .....	56
Figura 37. Evolución de las emisiones en el periodo 2021-2030 en millones de toneladas. .....	57
Figura 38. Evolución de la producción anual de los ciclos combinados (GWh) .....	57
Figura 39. Producción anual por ciclos combinados (MW) .....	59
Figura 40. Producción media diaria por ciclo combinado (MW) .....	59
Figura 41. Producción media diaria por tecnología para los años 2026 y 2029 (MW) .....	60
Figura 42. Precio medio diario para 2026 y 2029. ....	61
Figura 43. Producción horaria media diaria por las tecnologías térmicas (MW) .....	62
Figura 44. Penetración renovable en el mix energético 2026 y 2029 .....	63
Figura 45. Evolución del mix energético 2029 – 2030 .....	64
Figura 46. Precio de mercado horario 2029-2030 .....	65
Figura 47. Precio de mercado horario en el periodo 2029-2030. ....	65
Figura 48. Vertidos anuales (GWh) .....	66
Figura 49. Evolución de los vertidos 2029-2030 .....	66
Figura 50. Evolución de la producción de los ciclos combinados en GWh .....	67
Figura 51. Producción media diaria de fuentes fósiles. ....	67
Figura 52. Producción por ciclos combinados para los años 2029 y 2030 .....	68
Figura 53. Emisiones anuales de CO2 .....	69
Figura 54. Comparación de los precios medios de mercado para el Caso Base y el 1º Escenario .....	73

Figura 55. Comparación de los precios de mercado horarios para el Caso Base y el 1º Escenario.....	74
Figura 56. Precios de captura de los ciclos combinados. ....	75
Figura 57. Comparación de los precios de captura de la tecnología solar.....	76
Figura 58. Evolución del precio medio anual comparando la 1º y 2º escenarios. ....	79
Figura 59. Precio horario anual para los años 2029 y 2030. ....	80
Figura 60. Evolución de la utilización de las baterías. ....	81
Figura 61. Evolución de los vertidos para cada simulación.....	82
Figura 62. Evolución de la producción de los ciclos combinados en el 2º Escenario.....	82
Figura 63. Producción debido a fuentes fósiles en el Caso Base y el 1º Escenario.....	83
Figura 64. Evolución de las emisiones de CO2 .....	84
Figura 65. Precios de captura (€/MWh) del ciclo combinado. ....	86
Figura 66. Precios de captura para la eólica.....	88
Figura 67. Precio de Captura horario eólica. ....	89
Figura 68. Precios de captura solar. ....	90
Figura 69. Vertidos horarios medios para un día medio de la semana sintética del año 2030.....	90
Figura 70. Precios de captura solar €/MWh.....	92
Figura 71. Precio de Captura nuclear (€/MWh). ....	93
Figura 72. Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas. Fuente: [31] .....	96

## Índice de Tablas

Tabla 1. Evolución de la potencia instalada propuesta por el PNIEC. Fuente: [4] .....	11
Tabla 2. Evolución prevista de las emisiones de CO2 por sectores. Fuente: [4] .....	12
Tabla 3. Comparación entre el escenario propuesto por el PNIEC y la actualidad (nov-2019). Fuente: REE. Elaboración propia .....	18
Tabla 4. Costes de inversión medios por tecnología según los planes de inversión del PNIEC. Fuentes: [14] y elaboración propia .....	19
Tabla 5. Potencia instalada (GW) que indica el PNEC portugués. Fuente: [21] .....	21
Tabla 6. Resumen de las simulaciones a realizar. ....	23
Tabla 7. Resumen de las principales entradas y salidas a considerar en las simulaciones. 24	

<i>Tabla 8. Resultados de las simulaciones del Ministerio (escenario tendencial frente al objetivo). Fuente: [25]</i> .....	27
Tabla 9. Evolución del mix energético y costes para 2030 en la España peninsular. Fuente: [25].....	29
Tabla 10. Mix energético de generación eléctrica nacional según la previsión de cierre de REE para 2019. Fuente: REE .....	30
Tabla 11. Potencia instalada o desinstalada (GW). Elaboración propia.....	34
Tabla 12. Potencia total instalada (GW).....	35
Tabla 13. Evolución de la producción anual (GWh) .....	35
Tabla 14. Potencia (MW) instalada en el periodo 2026 – 2029 .....	49
Tabla 15. Evolución de potencia renovable instalada en Portugal. Fuente PNIEC portugués .....	49
Tabla 16. Evolución de la producción anual por tecnología.....	50
Tabla 17. Potencia instalada según el PNIEC. Elaboración propia .....	62
Tabla 18. Proyección del coste del derecho de emisión por el PNIEC. Fuente: [25] .....	73
Tabla 19. Coste variable de producción CC. ....	87



# 1. Introducción

En la Conferencia del Clima celebrada en París en 2015, 195 países llegaron a un acuerdo vinculante para combatir el cambio climático, consistente en limitar el incremento de la temperatura media del planeta a menos de 2º C con respecto a niveles preindustriales [1]. Los esfuerzos se centran en reducir las emisiones implantando un mecanismo de transparencia, rendición de cuentas, ayuda y cooperación internacional.

La Unión Europea ratificó el acuerdo de París el 5 de octubre de 2016. Con este acuerdo se compromete a luchar decididamente por la consecución de sus objetivos. A tales efectos, ha desarrollado un marco legislativo sobre el clima y la energía para la década 2020 - 2030 con estrategias claras y objetivos muy definidos para permitir su correcta implantación [2]. Los principales objetivos marcados son:

- Reducir al menos un 40% la emisión de gases de efecto invernadero (con respecto a 1990).
- Tener un mix de energía en el que al menos el 32% de la energía provenga de fuentes renovables.
- Mejorar al menos un 32.5% la eficiencia energética.

La Unión Europea pidió a los Estados Miembros la elaboración de un borrador del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC, o NECPs de sus siglas en inglés), que tenía como fecha límite de entrega finales de 2018. A fecha de 31 de diciembre de 2019 todos los países debieron haber presentado sus planes energéticos definitivos tras haber modificado los borradores con las recomendaciones realizadas por la Comisión de Acción por el Clima [3]. En el plan cada país analiza su situación energética y su impacto climático para diseñar los objetivos a alcanzar dentro del margen temporal 2021 - 2030, en base a la interpretación de los objetivos estratégicos marcados por la Unión Europea.

El borrador del PNIEC español indica que España centrará las políticas sobre la lucha contra el cambio climático sobre los siguientes puntos [4]:

- Eficiencia energética
- Seguridad energética
- Investigación Innovación y competitividad
- Mercado interior de la energía

El Gobierno de España quiere estar a la vanguardia de este cambio energético, lo que supondrá la creación de un marco de actuación ambicioso que introducirá numerosos cambios tanto a nivel económico, de infraestructuras y social.

Este nuevo marco de actuación supondrá la coordinación de las diversas administraciones públicas para mejorar la eficiencia energética, promover nuevas fuentes de energía limpias y nuevos modelos de transporte, entre otros. Para alcanzar los objetivos, el Gobierno de España considera fundamental la inversión privada, que supondrá un 80% sobre los 236.000 millones de euros a invertir en el periodo 2021 - 2030. Para impulsarla, se está trabajando desde las administraciones en legislación que fomente la seguridad de los inversores y que haga frente a cualquier futuro cambio de gobierno que pueda arriesgar el retorno de las inversiones [2].

Uno de los principales focos de atención dentro de este plan es el sector eléctrico, y en consecuencia, el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). El MIBEL es el mercado eléctrico que engloba a España y Portugal. Es en este contexto en el que se centra este proyecto fin de máster, con el fin de analizar técnica y económicamente las propuestas del PNIEC español y portugués sobre este sector.

Las principales directrices del PNIEC sobre el sector eléctrico están relacionados con la inversión en nuevas fuentes de energía más limpias, el incremento de la electrificación del transporte, y el cierre progresivo de centrales térmicas con elevadas emisiones de CO<sub>2</sub> y nucleares.

Por lo tanto, este proyecto tiene por objetivo analizar el PNIEC 2021-2030 español y portugués en lo concerniente al sector eléctrico. Con este fin se utiliza el modelo CEVESA.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

En efecto, el recurso fundamental de este proyecto es CEVESA. CEVESA es un modelo desarrollado por el IIIT que permite representar el MIBEL y del cual resulta el despacho óptimo de unidades tanto de clientes distribuidos como de generadores, así como el despacho económico [5]. En general, CEVESA permite simular de manera detallada el sector eléctrico durante el periodo de aplicación del PNIEC.

### 1.1. Estado del arte

Este proyecto pretende valorar el impacto de las principales decisiones a tomar en el ámbito del sector eléctrico al amparo del PNIEC. El PNIEC cuenta con tres estudios por los que se modela el marco de actuación y se realiza una estimación del impacto económico sobre los costes energéticos y la emisión de CO<sub>2</sub>, con unas hipótesis macroeconómicas. Los modelos utilizados por el PNIEC para realizar las valoraciones son [4]:

#### 1. Modelo TIMES-Sinergia [4]

El modelo TIMES-Sinergia Spain (Sistema Integrado para el Estudio de la Energía) ha sido desarrollado expresamente para el sector energético español por la Dirección General de Política Energética y Minas, perteneciente al MITECO y en concreto al CIEMAT. Este modelo abarca el sistema energético en su conjunto y ha sido utilizado para modelar los sistemas energéticos de más de 60 países. Tiene en cuenta las inversiones según la tecnología energética y la evolución temporal de los costes de cada una de ellas. Por otra parte, también considera la demanda introduciendo los distintos escenarios de penetración de movilidad eléctrica. Como resultado entre otras salidas proporciona precios y costes del sector energético, y emisiones de CO<sub>2</sub>.

#### 2. Modelo RES [4]

El modelo RES ha sido desarrollado por Red Eléctrica de España y realiza la simulación del mercado eléctrico en el sistema español peninsular, obteniendo el despacho de generación óptimo minimizando el coste de generación. Como resultados aporta los valores de generación de renovables y su porcentaje sobre el

total de la generación eléctrica tanto para un escenario objetivo como tendencial. El escenario tendencial se refiere al resultado de modelar el sector eléctrico suponiendo que no se aplicara el PNIEC. El escenario objetivo, es el resultado del modelo para cuando sí se aplica el Plan.

### 3. Modelo ROM [4]

El modelo ROM (Reliability Operation Model for Renewable Sources), del IIT, permite analizar el impacto técnico-económico de la generación intermitente renovable (fotovoltaica, termosolar, etc.) y el vehículo eléctrico [6].

En este trabajo fin de máster se analiza el impacto del PNIEC mediante el modelo CEVESA. Se tratará de realizar un análisis de sensibilidad de las principales decisiones tomadas por el PNIEC, y en concreto se estudiará la influencia de parámetros clave como el precio del CO<sub>2</sub> o el incremento de la demanda.

Por otra parte, algunas organizaciones a nivel nacional también han analizado el PNIEC y su impacto; de sus análisis cabe destacar:

La asociación Enerclub destaca que el Plan carece de una definición de la distribución temporal de los hitos más importantes. No se hace un estudio de la consecución óptima en cuanto a coste beneficio en el horizonte temporal 2021-2030 [7].

En este proyecto se analizar el despliegue de la nueva capacidad renovable a instalar considerando el cierre de las térmicas de carbón y nuclear para obtener un marco de actuación coste-beneficio óptimo, estudiando la evolución de los precios de captura según las consignas establecidas en el PNIEC.

1. La revista especializada en el sector fotovoltaico PV Magazine afirma que no hay un análisis del efecto de una posible burbuja de proyectos instalados. Esta provocaría efectos negativos sobre la seguridad eléctrica y el precio final [8]. Por este motivo, sería de interés hacer un estudio del alcance del despliegue de potencia, con objeto

de valorar si nueva instalación renovable podría tener un impacto técnico-económico perjudicial para el sistema.

En este análisis del PNIEC se tratará de visualizar el efecto de la instalación renovable masiva sobre el precio de casación medio anual y la retribución de las tecnologías.

2. La Asociación de Energías Renovables asegura que es la tecnología la que va a marcar el éxito o fracaso del Plan. De esta afirmación se concluye que el Plan no realiza ninguna previsión de la evolución de precios de las nuevas instalaciones técnicas a invertir, que en gran parte será decisiva para la extensión de la generación distribuida [9].

En este sentido se considera interesante analizar distintos escenarios de costes de inversión por tecnología con el fin de ver el impacto sobre el sistema. Sin embargo, este tema se aleja del propósito del proyecto, pues requiere realizar un análisis profundo de la legislación en generación distribuida y de las expectativas de demanda.

3. La Asociación de Energía Fotovoltaica asegura que el reparto de la factura eléctrica entre parte fija y parte variable en España es desfavorable para incentivar la inversión privada en autogeneración. Por esto recomienda que la parte fija de la factura pase de un 40% a ser el 22% que corresponde a la media de los países europeos [10].

En este sentido las tarifas y el impacto de los términos fijo y variable sobre la recaudación del sistema no son objeto de análisis en este trabajo fin de master.

4. El Informe de la Comisión de Expertos [11] realiza un análisis de simulación de dos escenarios (DG y ST) con diferencias de 20 €/MWh en el precio de la electricidad en 2030. Para cada escenario se hace un estudio de sensibilidad del impacto de las decisiones más relevantes a tomar, como la vida útil de las centrales térmicas. En concreto los escenarios son:
  - a. Escenario de Generación Distribuida (DG): simula un incremento significativo en el despliegue de la DG y de las tecnologías de almacenamiento a nivel residencial, debido a la reducción de costes tecnológicos. Además, supone un incremento notable de la electrificación del transporte y climatización. Debido

al efecto positivo sobre la reducción de la demanda que tiene el aumento de la DG, se obtienen unos precios eléctricos menores que los actuales.

- b. Escenario Transición Sostenible (ST): en este caso el gas pasa a ser un combustible preferente debido a la reducción de precio. Se considera que la demanda del gas se duplica en 2030 con respecto a 2020.

Sobre estos dos escenarios el informe de la comisión de expertos analiza:

1. El impacto del cierre de las centrales nucleares sobre el sector eléctrico y se hace una evaluación del mix térmico, teniendo en cuenta el nivel de demanda y la progresiva penetración de las nuevas tecnologías.
2. El impacto de la variación del precio del CO2 sobre los costes del sistema.

Estos análisis concluyen que el cierre de las centrales nucleares existentes supondrá encarecer entre 2000 y 3200 M€ el sector anualmente. Además, se evidencia que el precio del CO2 será influyente sobre el precio final y el despacho económico.

En este trabajo fin de máster se simula un escenario en donde no se considera el cierre nuclear propuesto por el PNIEC. A tal efecto se comparará con respecto al PNIEC la evolución de las emisiones de CO2, la de los precios de mercado, así como los precios de captura de las principales tecnologías.

El cierre nuclear es un tema de especial relevancia por el impacto que puede provocar sobre la rentabilidad del sector eléctrico y su estructura de retribución. Además, parece sensato pensar que el cierre nuclear no ayude a conseguir los principales objetivos impuestos en el Plan, en especial con referencia a la reducción de las emisiones de CO2. Por todos estos motivos, el análisis del cierre nuclear será detalladamente expuesto en esta memoria.

Resumiendo, algunas cuestiones relevantes a analizar con respecto al Informe de la Comisión de Expertos son:

- a. La influencia de la evolución del precio del CO2 sobre el mix energético del sistema, los precios de casación del mercado y los precios de captura de las tecnologías.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

- b. El efecto de la elevada penetración de renovables y del cierre de centrales de carbón y nucleares, y en relación con el grado de consecución de los objetivos del PNIEC.
- c. Por último, la influencia del precio del gas, que afecta a los costes de los ciclos combinados. Se comprueba su efecto sobre los precios del mercado, sobre el mix energético y el grado de consecución de los principales objetivos del PNIEC.

- 5. En el *Madrid Energy Breakfast* [12] se habló de la posibilidad de tener un cuello de botella en la red que pueda afectar la instalación de potencia renovable; se critica al PNIEC por no hacer un estudio detallado de las dificultades tecnológicas como el 'must-run' de la generación térmica, o las restricciones de la red.

Este análisis tampoco entra dentro de las principales cuestiones a analizar en este trabajo. Sin embargo, en cada escenario se comentarán las implicaciones que tiene el nivel de penetración de las renovables o el cierre parcial de la nuclear sobre la estabilidad del sistema.

Por otra parte, [12] también indica que el precio eléctrico está influenciado en gran medida por interconexión entre países como Francia y España. En este sentido cabe destacar que CEVESA permite simular conjuntamente España y Portugal, que forman parte de un mismo mercado común MIBEL, y que las interconexiones con el resto de países limítrofes se consideran dato de entrada. En las simulaciones llevadas a cabo se simula el MIBEL con estos supuestos.

Por último, [12] también acusa al Gobierno de ser muy optimista con la consecución de los plazos marcados, indicando que podría haber sobrecostes si no se cumplen dichos plazos. En este sentido, es probable que la aplicación del PNIEC se vea afectada por la alternancia de gobiernos, especialmente en lo que respecta a la penetración de potencia renovable que prevé el plan, y que es de aproximadamente 5000 MW anuales.

- 6. En el artículo: *The impact of the 2030 Climate and Energy Framework Agreement on electricity prices in MIBEL*, se evidencia una mayor estabilidad de los precios del sector, dato importante que da seguridad a los inversores y propicia la inversión.

Además, se afirma que los precios medios (en concreto del 2030) se incrementan respecto de los actuales, por los costes de instalación de la generación renovable [13].

Este tema será de especial relevancia en este proyecto que aquí se presenta, pues se tratará de ver precisamente la evolución de los precios medios anuales y diarios, centrándose en el análisis del año 2030. Además, se analizan los precios horarios y de captura de las tecnologías correspondientes, ya que estos últimos proporcionan una información fundamental para asegurar el interés de los inversores en los proyectos renovables.

Habiendo analizado el estado del arte en cuanto al análisis del PNIEC, se concluye que en algunos análisis hechos se ha tratado de modelar cada sistema nacional por separado sin tener en cuenta la interconexión entre los dos países del MIBEL. En efecto, España pertenece a un mercado único de electricidad junto con Portugal, en el que además la mayor parte del tiempo ambas zonas se comportan como zona de precio único. Es decir, el market splitting entre ambos países es casi nulo. Este hecho tiene implicaciones prácticas, como por ejemplo que las inversiones que se hacen en Portugal o en España afectan al precio común de la electricidad y al conjunto del sector eléctrico de ambos países. Por eso este proyecto tratará de tener una visión conjunta de ambos planes energéticos (PNIEC español y el PNEC portugués) modelando el efecto de la interconexión con Portugal. Además, también se trabajará con series históricas para simular las interconexiones internacionales con Francia y Marruecos.

## 1.2. Objetivos del proyecto

Los objetivos principales de este proyecto son:

1. Resumir los objetivos del PNIEC español y portugués sobre el sector eléctrico, dando mayor relevancia al primero:
  - a. Cierre de centrales térmicas
  - b. Inversiones e instalación de nueva potencia



c. Generación distribuida

2. Valoración del impacto de las medidas de los PNIEC para distintos escenarios. Dentro de esta valoración se analiza la sensibilidad de los precios de la electricidad con algunas de las principales medidas contempladas en los PNIEC, como por ejemplo estudiar el impacto del cierre de centrales térmicas y la inversión prevista en renovables.

## 2. Resumen de los objetivos del PNIEC español

Los objetivos del PNIEC están centrados en la reducción de las emisiones de gases con efecto invernadero, mediante un cambio significativo del modelo de generación que potencia la generación proveniente de energías renovables.

El PNIEC indica una senda de actuación que implica la instalación de nueva potencia renovable, potencia de almacenaje, así como el cierre de centrales térmicas fósiles de carbón y nucleares. También reitera que esa es la senda óptima que maximiza los beneficios para la economía y el medio ambiente, y minimiza el impacto negativo sobre sectores intensivos en CO<sub>2</sub> [4]. Por consiguiente, el PNIEC ha sido diseñado con el objetivo de reducir el impacto negativo que tiene sobre el sector eléctrico el cierre de centrales nucleares y de carbón.

Según el PNIEC español: “El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima prevé para el año 2030 una **potencia total instalada** en el sector eléctrico de **157 GW**, de los que **50 GW** serán **energía eólica; 37 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas; 16 GW hidráulica; 8 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear**, así como cantidades menores de otras tecnologías (ver Tabla 1)”, [4].

En la Tabla 1 se muestra un resumen de los objetivos de potencia eléctrica instalada para los años 2020, 2025 y 2030. Se aprecia el incremento progresivo de la potencia total, alcanzándose un aumento del 50% para 2030 con respecto a 2015. Este aumento viene propiciado por el incremento de potencia renovable que conlleva a fuertes incertidumbres en la generación eléctrica.

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
<b>Total</b>	<b>105.621</b>	<b>113.151</b>	<b>137.117</b>	<b>156.965</b>

\*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Tabla 1. Evolución de la potencia instalada propuesta por el PNIEC. Fuente: [4]

Acorde con el plan, el sistema eléctrico cuenta con mayor potencia instalada, sin embargo, la demanda no incrementa con tanto vigor. Es por ello por lo que se espera que los factores de utilización de algunas tecnologías se vean reducidos. En concreto en este trabajo se analizará si estos factores afectan a las tecnologías instaladas más caras del mix (ciclos combinados y carbón).

En la Figura 5 se muestra la evolución prevista de la capacidad instalada de cada una de las tecnologías renovables. El plan apuesta por duplicar la eólica y la solar fotovoltaica pasando ambas a ser referentes claros en el mix energético.

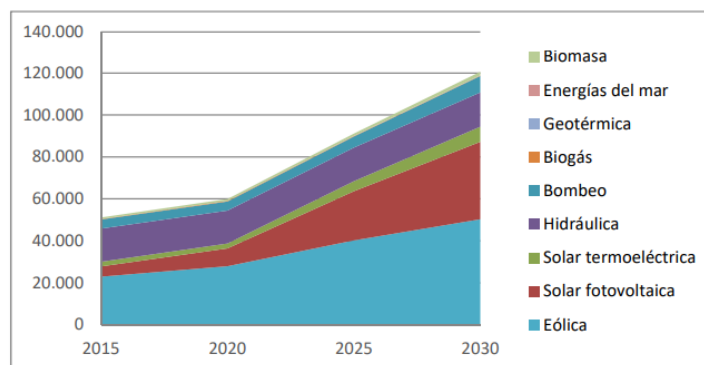


Figura 5. Evolución de la potencia renovable instalada. Fuente: [4]

El cambio en el mix de potencia instalado provoca una alteración de las emisiones del sector eléctrico. En la Tabla 2 se muestra la evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico.

Años	1990	2005	2015	2020*	2025*	2030*
Transporte	59.199	102.310	83.197	87.058	77.651	59.875
<b>Generación de energía eléctrica</b>	<b>65.864</b>	<b>112.623</b>	<b>74.051</b>	<b>56.622</b>	<b>26.497</b>	<b>20.603</b>
Sector industrial (combustión)	45.099	68.598	40.462	37.736	33.293	30.462
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.147	20.656	20.017
Sectores residencial, comercial e institucional	17.571	31.124	28.135	28.464	23.764	18.397
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.382	11.089	10.797
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.657	11.932	9.718
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	12.330	11.969	11.190
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	825	760	760
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	12.552	11.805	11.120
Emisiones fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.789	4.604	4.362
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.236	1.288	1.320
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
<b>Total</b>	<b>287.656</b>	<b>439.070</b>	<b>335.809</b>	<b>319.312</b>	<b>262.675</b>	<b>221.844</b>

Tabla 2. Evolución prevista de las emisiones de CO<sub>2</sub> por sectores. Fuente: [4]

El PNIEC español prevé reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la generación eléctrica en un 70 % para el año 2030 con respecto a 2020. Es decir, pasar de 56,6 millones de toneladas en 2020 a 20,6 millones de toneladas en 2030.

### 2.1. Impacto del PNIEC sobre las Centrales nucleares

Las centrales nucleares representan claras ventajas económicas por su bajo coste de producción, además de ser un referente para la seguridad de suministro y ser una fuente de energía libre de CO<sub>2</sub> [11].

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

Según el calendario previsto de cierre de centrales nucleares mostrado en la Figura 13Tabla 1, el Gobierno prevé suplir la generación nuclear por fuentes renovables y ciclos combinados, que en este último caso no aumentan su potencia instalada. Cabe destacar que la energía nuclear tiene la función de aportar seguridad de suministro al sistema eléctrico. Según afirma el informe de la comisión de expertos [11], la tecnología nuclear es competitiva y tiene un impacto socioeconómico relevante. Parece oportuno analizar detalladamente el cierre parcial de reactores nucleares propuesto por el PNIEC, para visualizar el impacto sobre el sector eléctrico. Será de especial interés ver el impacto que tiene sobre los precios eléctricos y las emisiones de CO<sub>2</sub>. Para ello se comparan los resultados de la simulación con el escenario en el que se extiende la vida útil posterior a 2030.

### 2.2. Impacto del PNIEC sobre las Centrales de carbón

El aumento del precio del mercado de emisiones de CO<sub>2</sub> prevista por el PNIEC y la Comisión Europea junto con el cierre continuo de centrales de carbón reduce progresivamente la importancia del carbón en el mix energético. Sin embargo, el factor que más influye en la reducción del peso del carbón es la combinación de la reducción drástica del precio del gas natural y el incremento de los costes de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

El PNIEC prevé que el cierre de las centrales térmicas de carbón se realice progresivamente centrándose los esfuerzos en la clausura de los grupos y tecnologías que implican mayor contaminación específica (t CO<sub>2</sub>/MWh). En este sentido ya desde el año 2019 se visualiza que los ciclos combinados tienen una ventaja competitiva con respecto al carbón.

El hecho de que las centrales de carbón hayan sido en gran medida apartadas del mix energético durante el año 2019 provoca que la rentabilidad de los activos, que muchos de ellos cuentan con 40 o 50 años de antigüedad, haya sido mermada. En la siguiente gráfica se muestra el porcentaje del carbón sobre el mix de generación eléctrica total en España a fecha de 27 de diciembre de 2019:



Figura 6. % del Carbón sobre el mix de generación eléctrica en el año 2019. [14]

La situación actual que viven las centrales de carbón es insostenible ya que en 2019 produjeron un 30% de lo que se produjo en 2018. Esta coyuntura es debida a que el gas natural las ha desplazado del mix energético. En 2018 el carbón representó 33.597 GWh frente a los 10.600 GWh de 2019 [15].

Por lo tanto, las condiciones mencionadas que merman la generación de energía mediante carbón incentivan a las empresas propietarias (Iberdrola, Endesa, Naturgy, etc) a poner fecha límite de cierre [15]. El cierre de las centrales de carbón conlleva el refuerzo de los ciclos combinados como alternativa fósil para asegurar la continuidad de suministro.

A pesar de los calendarios estimados por el PNIEC español para la desconexión de las centrales de carbón, dicha desconexión puede que ocurra antes de lo previsto si las condiciones continúan siendo desfavorables. A esto hay que añadir las nuevas condiciones de pagos por capacidad impuestas a partir de 2025 por la Comisión Europea, por la que las centrales que emitan más de 550 gramos de CO<sub>2</sub> por kWh de electricidad producido ya no podrán acceder a estos mecanismos de retribución [16]. Esto implica la necesidad de nuevas inversiones por parte de los generadores, en un clima de alta inestabilidad e incertidumbre, que puede provocar el adelanto del cierre de las centrales térmicas.

### 2.3. Impacto del PNIEC sobre los Ciclos Combinados

El PNIEC pretende conceder a los ciclos combinados una mayor relevancia en el mix energético. De hecho, el cierre previsto de centrales nucleares junto con el progresivo cierre de las centrales térmicas de carbón posiciona al gas natural como la alternativa fósil. Está previsto que los ciclos combinados funcionen como elementos de respaldo ante la irregularidad y la imprevisibilidad de producción de las fuentes renovables.

Es la agilidad de acople al sistema junto con las bajas emisiones de CO<sub>2</sub> del gas natural con respecto al carbón, los motivos por los que se prevé que la importancia del gas natural sea relevante. Además, se prevé que los ciclos de gas natural tomen relevancia en el mix energético durante aquellos periodos en los que la producción renovable sea menor. Por ejemplo, en periodos de hidraulicidad baja o con baja incidencia solar o eólica.

El precio del gas natural influye significativamente en el precio del mercado eléctrico. El hecho que los ciclos combinados sean actualmente la segunda tecnología más cara del mix energético, por detrás del carbón, provoca en ocasiones que marquen precio. Cabe destacar que la cotización del gas natural en 2019 ha sido de media un 45-50% menor que el año anterior [17].

El abaratamiento del gas y el incremento de la tasa de CO<sub>2</sub> tiene como consecuencia el cierre progresivo de las centrales térmicas de carbón. Este hecho ha permitido que el año 2019 sea el gas la principal fuente energética en España. Según el Grupo Ase, el precio de cotización del gas natural en el mercado TTF de agosto de 2019 es un 60% más barato respecto a agosto de 2018. Por lo tanto, el precio medio de oferta de los ciclos combinados fue de 43,15 €/MWh en 2019 frente a 63,46€/MWh en 2018.

Como se puede apreciar en la Figura 7, el precio de oferta de las tecnologías gasistas disminuye en 2019 con respecto a 2018. Esta caída significativa (56 €/MWh de media en 2018 hasta los 43 €/MWh en agosto de 2019) elimina la ventaja competitiva de precio que tenía el carbón frente al gas natural en 2018. Este hecho provoca que, en 2019, los ciclos combinados desplacen al carbón del mix energético por ser este más caro. Por lo tanto, con

la bajada de los precios del gas natural, su peso sobre el total energético ha aumentado considerablemente.

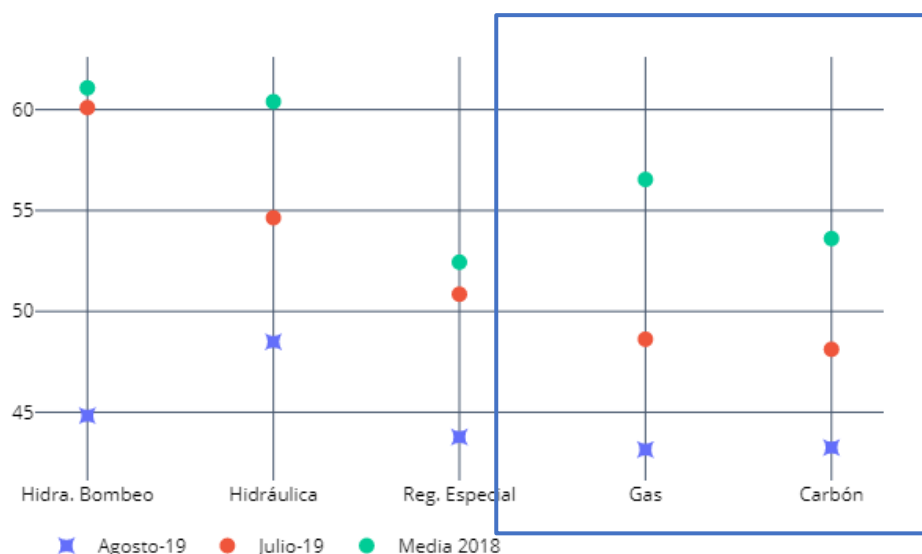


Figura 7. Evolución de los precios medios de oferta por tecnología. Fuente: Grupo Ase [18].

Una reducción del precio de casación del mercado eléctrico provocada por la caída del precio del gas natural puede afectar a la implantación de los objetivos del PNIEC, puesto que la instalación renovable por parte de empresas privadas está motivada por el retorno económico de la inversión. Esto es, la reducción del retorno económico motivado por unos menores precios de captura de las tecnologías podría reducir el interés privado de inversión en fuentes renovable.

Por último, el cierre que propone el PNIEC de aproximadamente el 60% de la potencia nuclear instalada, que pasaría de 7400 MW en el año 2027 a 3200 MW en el año 2030, parece indicar un reforzamiento de la presencia de los ciclos combinados en el futuro mix energético.

Según los analistas del Grupo ASE: “en 2030 cada MW de eólica deberá estar respaldado por 1 MW de ciclo combinado” [18]. Sin embargo, el Ministerio ha obviado prever un incremento en tal grado de la potencia de ciclos combinados instalada para 2030 (se prevé aproximadamente 50.000 MW eólicos frente a 25.000 MW de ciclos combinados).



## 2.4. Especulación sobre la instalación de energía renovable

Numerosos proyectos renovables están en la actualidad (2019-2020) pidiendo acceso y conexión a la red eléctrica. A pesar de que el Gobierno prevea en el PNIEC la instalación de nueva potencia renovable y de que marque sus hitos temporales de instalación, la inversión proviene de fuentes privadas, y es el operador del sistema eléctrico (REE) el encargado de dar luz verde a los nuevos proyectos.

Hasta la fecha, según Red Eléctrica (REE), se ha dado permiso a la instalación de 102 GW de los que 76,7 GW son de energía solar fotovoltaica y 25,3 GW de eólica. El permiso se concede a las instalaciones situadas en emplazamientos que cuentan con disponibilidad técnica en el punto de acceso y con un nudo de conexión con la red.

### Evolución de la tramitación de los procedimientos de acceso a la red de la generación eólica y solar fotovoltaica gestionados por Red Eléctrica

Datos nacionales acumulados y su evolución desde marzo a noviembre del 2019

Datos nacionales	GW acumulados a 30/11/2019 (% Variación respecto a 31/10/2019)			
	Nueva generación - NO en servicio			
	Generación en servicio	Generación solicitada con permiso de acceso	Generación solicitada sin permiso de acceso con gestión en curso	Generación solicitada y denegada
Eólica	24,8 (2,7 %)	25,3 (2,8 %)	2,4 (-45,5 %)	10,1 (40,3 %)
Solar fotovoltaica	6,4 (6,7 %)	76,7 (8,0 %)	28,2 (-11,8 %)	55,2 (13,5 %)
<b>Total</b>	<b>31,2 (3,3 %)</b>	<b>102 (6,7 %)</b>	<b>30,6 (-15,7 %)</b>	<b>68,3 (16,8 %)</b>

Figura 8. Evolución de la tramitación de acceso a la red. Fuente: REE

Como se puede ver en la Figura 8, a fecha de noviembre de 2019 se ha dado permiso de acceso a la red a potencia renovable que triplica la que está en servicio con anterioridad a

dicha fecha. Los porcentajes que se muestran en la Tabla 3 muestran la variación a fecha de 30/11/2019 con respecto al 31/10/2019, es decir un mes de diferencia.

Con los niveles de instalación solicitados hasta la fecha se cumplirían sobradamente la capacidad de renovable instalada impuesto por el PNIEC para el 2030.

	Escenario propuesto por el PNIEC (MW)			En Servicio (MW)	Generación solicitada con permiso de acceso (MW)
	2020	2025	2030	nov-19	nov-19
<b>Eólica</b>	27.968	40.258	50.258	24.800	25.300
<b>Solar fotovoltaica</b>	8.409	23.404	36.882	6.400	76.700
<b>Total</b>	<b>36.377</b>	<b>63.662</b>	<b>87.140</b>	<b>31.200</b>	<b>102.000</b>
				<b>Total</b>	<b>133.200</b>

Tabla 3. Comparación entre el escenario propuesto por el PNIEC y la actualidad (nov-2019). Fuente: REE. Elaboración propia

Los datos de la Tabla 3 muestran que hay una fuerte especulación que puede dar lugar a un exceso de instalación, especialmente en relación con la tecnología solar. Sin embargo, el hecho que REE haya dado permiso de acceso, no implica la obligatoriedad de la instalación. Por el momento, los elevados precios del mercado eléctrico del 2019 son un incentivo a la instalación. De hecho, el sostenimiento de los precios de captura del mercado influirá en las decisiones finales de instalación.

El PNIEC no indica la inversión por cada MW instalado para cada tecnología y año. Sin embargo, la inversión total en renovables podría requerir 92.589 M€ [4] para la instalación de 55 GW, por lo que el coste medio de inversión será de 1,68 M€/MW. Las tecnologías escogidas a instalar son la eólica, solar, fotovoltaica, termosolar y bombeo [14].

Según [14], el PNIEC prevé instalar:

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

- 26,5 GW de nueva potencia eólica, con una inversión de 23.347 M€, lo que corresponde a 0,88 M€/MW instalados.
- 32,1 GW de nueva potencia solar fotovoltaica con una inversión de 0,56 M€/MW.
- La tecnología termosolar se verá incrementada en 5 GW para 2030 con unos costes de inversión de 13.318 M€, que representan 2,66 M€/MW nuevo instalado.
- 3,5 GW de bombeo nuevos que representan una inversión de 14.901 M€, 4,25 M€/MW nuevo instalado.
- Por último, se instalarán 600 MW de hidráulica que representan 1.600 millones y 2.681 en biomasa.

	Eólica	Fotovoltaica	Termosolar	Bombeo	Hidráulica
Potencia a instalar	27 GW	32 GW	5 GW	4 GW	1 GW
Inversión	23.347 M€	17.848 M€	13.318 M€	14.901 M€	1.600 M€
	0,88 M€/MW	0,56 M€/MW	2,66 M€/MW	4,25 M€/MW	2,67 M€/MW

Tabla 4. Costes de inversión medios por tecnología según los planes de inversión del PNIEC. Fuentes: [14] y elaboración propia

### 3. Resumen de los objetivos del PNIEC portugués

Se considera una carencia relevante que los estudios que se realizan sobre el PNIEC español y sobre el PNIEC Portugués no simulen la interconexión entre España y Portugal. Ambos países están altamente interconectados eléctricamente y dentro de un mercado eléctrico común (MIBEL), y más considerando que el *market splitting* del MIBEL se sitúa entre el 5% y 10%. Por ejemplo, en los tres primeros trimestres de 2019, en el 94% de las horas los precios eléctricos de ambos países fueron iguales [19].

CEVESA permite simular el mercado único entre ambos países considerando el market splitting cuando éste se dé. La simulación del MIBEL mediante CEVESA permite analizar el impacto de los PNECs propuestos por ambos países. Simular los mercados eléctricos de cada país por separado mermaría la calidad de los resultados, especialmente por el notable incremento de la renovable instalada en el sistema. Por otra parte, el cierre de tecnologías como la nuclear tiene un impacto importante ya no solo en España sino en ambos países. Así, si el cierre incrementa el precio medio de la electricidad en España, con mucha probabilidad también lo hará en Portugal.

Por otra parte, la instalación de sistemas de almacenamiento será beneficioso para ambos países. En este sentido, Iberdrola tiene previsto comenzar la explotación del complejo hidroeléctrico del Alto Tamega (Portugal) entre 2021 y 2023 con una potencia superior a los 1100 MW [20]. Si no se considerara este sistema de almacenamiento en la simulación del PNIEC español, por ejemplo, los vertidos en España obtenidos de las simulaciones no serían realistas; por lo tanto, los precios horarios de casación del mercado tampoco.

En la Tabla 5 se indica la potencia instalada en GW según propone el PNEC portugués. La potencia instalada es la principal entrada a CEVESA del PNEC portugués.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

	2020	2025	2030
Térmica no renovable	6,0	4,1	3,1-4,1
Hidro	7,0	8,2	8,2-8,7
Eólica	5,4	6,8	9,3
Solar	2,0	6,7	9,3
Otra Renovable	0,5	0,5	0,6
TOTAL	20,8	26,3	30,5-32,0

*Tabla 5. Potencia instalada (GW) que indica el PNEC portugués. Fuente: [21]*

La potencia instalada en Portugal es una de las principales entradas al modelo de simulación con respecto al PNEC de Portugal.

## 4. Simulación mediante CEVESA

En primer lugar, se simula el **Caso Base** que corresponde el análisis completo de los objetivos del PNIEC. Por otra parte, también se proponen los siguientes escenarios a analizar mediante CEVESA, fruto de la variación de algunas de las directrices del PNIEC español. El objetivo es comprobar cómo afecta al sistema eléctrico cada uno de los escenarios siguientes, simulando siempre con minimización de costes mediante CEVESA.

Por razones de tiempo de simulación y capacidad de computación se simulan todos los escenarios mediante la **semana sintética**. El artículo [22] explica la semana sintética como un periodo representativo del sistema modelado que no compromete la viabilidad computacional y obtenido mediante un algoritmo genético. Según afirma [22]: “los resultados muestran que las decisiones de inversión con el período representativo son muy similares a las obtenidas con el horizonte de planificación completo, mientras que los tiempos de cálculo se reducen considerablemente”.

### 4.1. Escenarios por analizar para comparar el Caso Base

1. El **primer escenario** se centra en el mercado de emisiones de CO<sub>2</sub>. El PNIEC prevé un incremento del precio de CO<sub>2</sub> durante los años de aplicación del plan; en concreto se estima que pase de 15,5 €/tCO<sub>2</sub> en 2020 a 34 €/tCO<sub>2</sub> en 2030. En este escenario se pretende ver los efectos sobre el sistema eléctrico en el caso que los precios de mercado de CO<sub>2</sub> no se incrementen y mantengan el valor de 2020: 15,5€/tonCO<sub>2</sub>. El objetivo es comprobar si hay un desplazamiento del mix, una variación en los precios medios de mercado o una variación de las emisiones con respecto al Caso Base. En general, este escenario trata de ver si el mercado de emisiones es positivo para la transición hacia un sistema eléctrico menos contaminante.
2. En el **segundo escenario** se propone eliminar el cierre parcial nuclear previsto por el PNIEC para antes de 2030. En concreto el Gobierno ha fijado el cierre en 2027 de Almaraz I, en 2028 Almaraz II, en 2029 Ascó I y en 2030 Ascó II. El objetivo principal

Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

de este análisis es analizar la evolución del precio eléctrico medio, pues el cierre de estos grupos posiblemente provoque que otras tecnologías térmicas aumenten su peso dentro del mix y por tanto también lo hagan las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En la Tabla 6 se muestra un resumen de las simulaciones a realizar:

Nombre simulación	Objetivo
<b>Caso Base</b>	- Simulación de los objetivos del <b>PNEC</b> .
<b>Escenario 1.</b> Simulación del PNIEC con precios de CO <sub>2</sub> constantes	- Analizar el impacto que tiene la tasa al <b>CO<sub>2</sub></b> sobre el mercado eléctrico y las emisiones.
<b>Escenario 2.</b> Simulación del PNIEC sin cierre nuclear	- Simular el impacto del <b>cierre de las centrales nucleares</b> .

*Tabla 6. Resumen de las simulaciones a realizar.*

Cabe decir que los análisis que se llevan a cabo en este proyecto no pretenden dar una previsión exacta con valores absolutos de los principales indicadores del mercado. Sin embargo, se pretende centralizar el análisis en observar las variaciones, efectos y tendencias que provocan la aplicación de unas u otras medidas en la consecución de los objetivos impuestos por el PNIEC.

En la Tabla 7 se muestra un resumen de las entradas y salidas generales de la simulación tanto del Caso Base y de los diferentes escenarios de comparación:

Entradas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precios del mercado de emisiones de CO2</li> <li>- Cierre de centrales térmicas</li> <li>- Instalación de nueva potencia renovable por año</li> <li>- Evolución de la demanda</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Evolución de las emisiones de CO2</li> <li>- Precio medio de casación del mercado eléctrico</li> <li>- Precios de captura de las tecnologías</li> <li>- Producción por tecnología y su relevancia en el mix energético</li> </ul>

*Tabla 7. Resumen de las principales entradas y salidas a considerar en las simulaciones.*

#### 4.2. Objetivos de las simulaciones

El objetivo de la simulación del Caso Base es valorar la estrategia definida por el PNIEC con respecto al MIBEL y al sector eléctrico mediante CEVESA. Para ello se imponen todas las directrices que marca el plan en el horizonte de simulación de este análisis (desde 2021 hasta 2030).

Como el objetivo principal del PNIEC responde a la iniciativa de reducir considerablemente las emisiones de gases con efecto invernadero, en los análisis de todos los escenarios se estudia la evolución del mix energético para el horizonte de aplicación del plan. De hecho, el mix energético influye en gran medida sobre las emisiones de gases de efecto invernadero. Se valorará si el escenario de instalación eléctrica consigue la reducción de las emisiones previstas por el PNIEC para el sector eléctrico. Es decir, que se consigue pasar de **56 millones de toneladas** de CO2 previstas para 2020 hasta **26,5** para 2025 y **20,6** para 2030. Se aprecia que la reducción de las emisiones planteada por el PNIEC es muy significativa en el periodo 2021-2025; mucho mayor que en el periodo 2025-2030. Esta reducción es consecuencia del rápido desplazamiento del carbón en el mix energético que propone el PNIEC.



## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

La evolución del mix energético resultado de la simulación con CEVESA también nos dará una visión de la reducción de la dependencia energética internacional de España. En efecto, las importaciones principales en el sector eléctrico están ligadas al gas natural. Casi la totalidad de la importación de gas natural proviene de Argelia y Noruega entre otros países, algunos con alta inestabilidad política. Como consecuencia, si el mix energético que se alcanza para 2030 consigue disminuir el peso de los ciclos combinados, gracias al incremento de la producción renovable, se podrá concluir que disminuye la dependencia energética del sector eléctrico nacional.

El objetivo marcado por el PNIEC para el mix energético de 2030 es que las renovables aporten un 74% de la electricidad. Este objetivo influye en gran medida en la seguridad de suministro, aspecto que no se trata en profundidad este trabajo. Sin embargo, el PNIEC sí hace un estudio más en profundidad y planifica la instalación de baterías y el mantenimiento en activo de numerosos ciclos combinados. Los ciclos combinados aportarán seguridad con su capacidad de acople rápido, necesario para las horas de baja generación renovable.

Otro aspecto que considerar es el aumento de la demanda a razón de un 5.2% para los 10 años de aplicación, según indica el documento del PNIEC. Por lo tanto, se impone un incremento anual del 0,52%.

Por otra parte, también se considera el incremento del precio al CO<sub>2</sub> previsto en el PNIEC. El precio impuesto al CO<sub>2</sub> es fruto del mercado de derechos de emisión [23]. Aquellos países que contaminan más de lo autorizado por este mercado son obligados a comprar derechos de emisión a aquellos países que contaminan menos de lo establecido. El incremento previsto en el precio de mercado del CO<sub>2</sub> responde al objetivo de la Comisión Europea de incentivar la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero [24]. Este hecho tiene como consecuencia el encarecimiento de las tecnologías y centrales con mayores emisiones específicas (tCO<sub>2</sub> /MWh). Por tanto, el incremento de precio permite evitar que las centrales más contaminantes entren en la casación del mercado. El encarecimiento de los costes variables de las centrales térmicas que emiten CO<sub>2</sub> provoca que inversores privados incrementen su interés por la instalación de energías renovables,

puesto que encarece el precio de casación medio del mercado eléctrico. Se analizará con la estrategia de instalación dada por el PNIEC si el incremento del precio del CO2 provoca un desplazamiento del mix energético, o si sólo incrementa los precios de mercado. De esta manera se puede comprobar la eficacia del mercado de emisiones sobre el sistema eléctrico.

En concreto el PNIEC español considera la siguiente evolución de precios para el CO2, tomada de la previsión realizada por la Comisión Europea para los años 2021 - 2030:

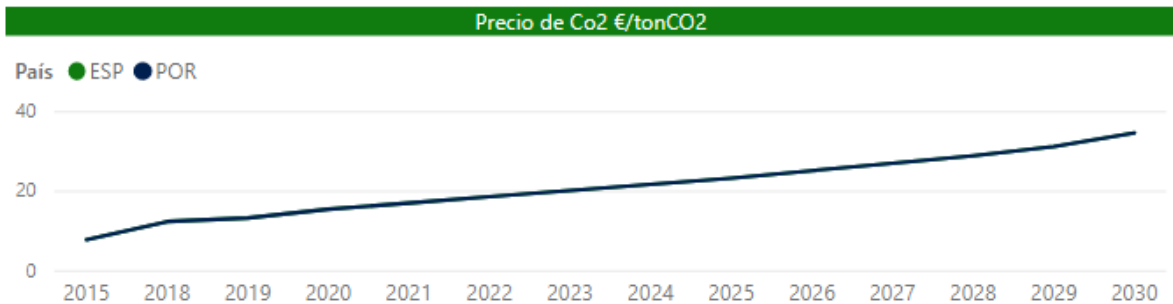


Figura 9. Evolución de la tasa del CO2

## 5. Caso Base – Simulación del PNIEC

### Objetivo: Análisis del PNIEC

#### 5.1. Introducción

En esta simulación se analizan las salidas relacionadas con los objetivos del PNIEC sobre el sector eléctrico, como son la reducción de los gases contaminantes. Por otra parte, también se pretende ver la evolución de los precios de casación del mercado eléctrico para comprobar si las expectativas que tiene el plan en cuanto a la viabilidad económica son factibles mediante la simulación con CEVESA. El PNIEC indica que, si se cumple el Escenario Objetivo, el coste medio marginal eléctrico se verá reducido en 12,9 €/MWh con respecto al escenario tendencial en el año 2030.

En la *Tabla 8* se muestra la desviación entre el precio marginal eléctrico del Escenario Tendencial y del Escenario Objetivo para el año 2030. Por una parte, el Escenario Objetivo refleja los resultados de las simulaciones del PNIEC, mientras que el Escenario Tendencial refleja los precios en 2030 con la configuración actual del sistema (2020).

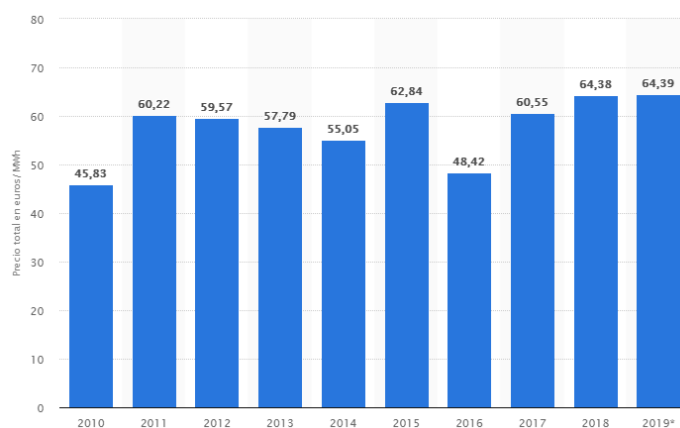
	Escenario Tendencial H2030 hidraulicidad media	Escenario Objetivo H2030 hidraulicidad media	Escenario Objetivo - Tendencial H2030	
			Diferencia	%
<b>COSTES DEL SISTEMA</b>				
Coste medio marginal ( €/MWh)	69,7	56,8	-12,9	-18,5%
Coste variable generación ( €/MWh)	69,8	62,4	-7,4	-10,6%
Total anual coste variable generación (M€)	18.355	16.681	-1.674	-9,1%
<b>EMISIONES CO<sub>2</sub> (kt)</b>	37.170	21.055	-16.115	-43,4%
<b>INDICADORES PARTICIPACIÓN RES (%)</b>				
RES/demanda	62%	89%	28%	-
RES/Gen total	60%	77%	17%	-

*Tabla 8. Resultados de las simulaciones del Ministerio (escenario tendencial frente al objetivo).*

Fuente: [25]

Según los datos mostrados en la *Tabla 8*, el Escenario Objetivo prevé una caída de 12,9 €/MWh para el coste medio marginal del mercado y de 7,4 €/MWh para el coste variable total de generación del sistema, con respecto al Escenario Tendencial. En cuanto a las emisiones de CO2 producidas por la generación eléctrica en 2030, el PNIEC prevé que se emitan 21.055 kt de CO2 en el Escenario Objetivo frente a 31.170 Kt de CO2 en el Escenario Tendencial. Es decir, con la aplicación del PNIEC, según el Ministerio se consiguen llegar al objetivo de emisiones impuesto por el PNIEC para el sector eléctrico en 2030 (20.603 kt de CO2), partiendo de 56.622 Kt de CO2 en 2020.

En la Figura 10 se muestra el histórico del precio medio final por año en la última década en España. Comparándola con las previsiones realizadas por el PNIEC para el coste medio marginal del Escenario Objetivo en 2030, se puede apreciar una caída de 8 €/MWh con respecto a 2018 y 2019.



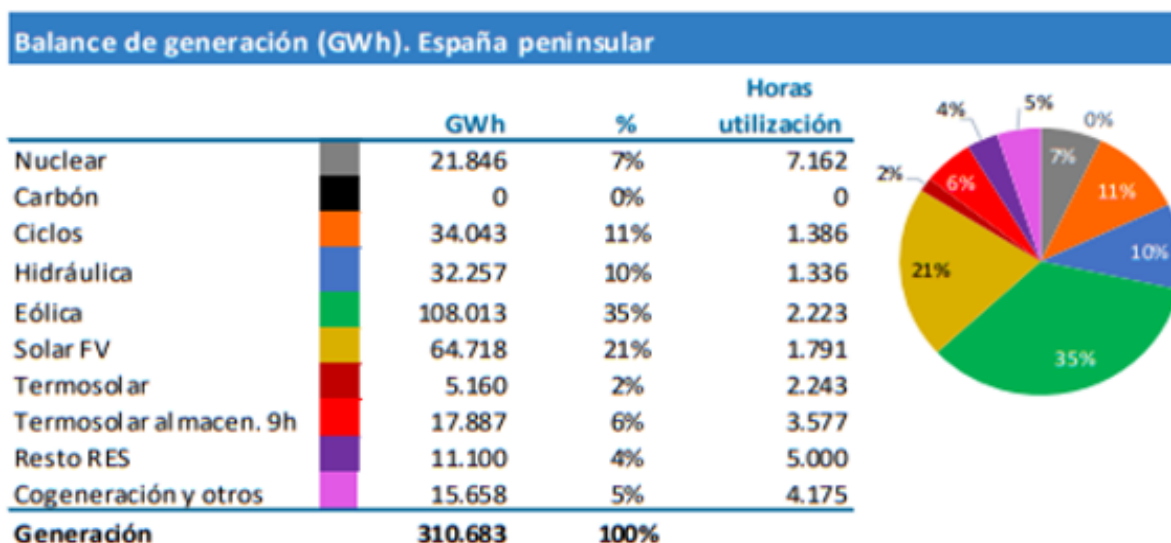
*Figura 10. Precio medio final por año*

De hecho, en la evolución de precios medios anuales de la Figura 10, se aprecia una notable variabilidad causada principalmente por la dependencia del sector de la hidraulicidad y las condiciones meteorológicas.

En la Tabla 9 se muestra el mix energético que prevé el PNIEC para 2030 y en la Tabla 10 el mix energético a cierre del año 2019. Comparando ambas tablas se aprecian cambios significativos con respecto al mix actual. La eólica y la solar fotovoltaica ocupan en 2030 la primera y segunda posición en el mix energético, relegando de esta manera a la nuclear a la quinta posición con un 7% frente a 21,2% en 2019. Los ciclos combinados pasan a ocupar

Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

la tercera posición en 2030 con un 11% frente a 21,9 en 2019. El carbón desaparece y toma fuerza la termosolar.



**Costes en España**

Coste variable (€/MWh):	62,4
Coste medio marginal (€/MWh):	56,8
Otros:	
Total coste gen adicional síncrona min (M€):	1.489
Total anual Coste var generación (M€):	16.681

Tabla 9. Evolución del mix energético y costes para 2030 en la España peninsular. Fuente: [25].

Según REE en la previsión de cierre de 2019, la demanda de energía nacional es de 261,2 TWh. En la Tabla 10 se muestra la distribución de generación por tecnologías.

	2019	2018		2019	2018
Hidráulica	<b>9,0%</b>	13,1%	Nuclear	<b>21,2%</b>	20,4%
Eólica	<b>20,6%</b>	19,0%	Carbón	<b>5,0%</b>	14,3%
Solar fotovoltaica	<b>3,5%</b>	3,0%	Fuel+Gas	<b>2,2%</b>	2,6%
Solar térmica	<b>2,0%</b>	1,7%	Ciclo combinado	<b>21,9%</b>	11,5%
Otras renovables	<b>1,7%</b>	1,7%	Cogeneración	<b>11,4%</b>	11,0%
			Otras no renovables	<b>1,5%</b>	1,7%

*Tabla 10. Mix energético de generación eléctrica nacional según la previsión de cierre de REE para 2019. Fuente: REE*

Como conclusión de la comparación entre el mix energético actual con el propuesto por el PNIEC, destaca el aumento de la presencia eólica (20,6% en 2019 frente al 35% en 2030); por otra parte, la solar también incrementa su peso en el mix energético en un 24% (en 2030 pasa a representar el 29% del mix). En cuanto a la evolución de la producción de fuentes fósiles es significativo la reducción del peso de la energía nuclear y las centrales térmicas de carbón.

Por consiguiente, los análisis del mix energético especificarán si la dependencia energética de España con el exterior, especialmente por la importación de gas natural, aumenta o disminuye. Según los análisis realizados en el PNIEC, se prevé que la dependencia energética exterior (medida como el porcentaje de energía necesaria a importar sobre el total energético) se reduce un 12% pasando a ser un 61% para el año 2030 [25].

Por último, el PNIEC prevé que el aumento de la potencia renovable instalada aumente los vertidos a la red. Para aprovechar los vertidos, el plan propone para 2030 aumentar a 9,5 GW la capacidad de bombeo y a 2,5 GW las baterías. Las previsiones de vertidos según el Escenario Objetivo simulado por el PNEC indican:

Vertidos (GWh)		Energía no suministrada (GWh)	
España	7.734	España	0
	3,8% del producible eólico y solar		0 Horas

*Figura 11. Vertidos eléctricos según el Escenario Objetivo definido por el PNEC. [26].*

La Asociación Enerclub indica que el PNIEC español no tiene una definición concisa de la instalación de energía renovable, puesto que no da una indicación anual de los hitos anuales de instalación, sino que se limita a realizar estimaciones de la potencia instalada cada cinco años. Por este motivo se presenta la Figura 6, en la que se da una aproximación de la evolución del mix de potencia en España según la estimación de Pöyry (empresa dedicada a la consultoría y la ingeniería) en base del PNIEC.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

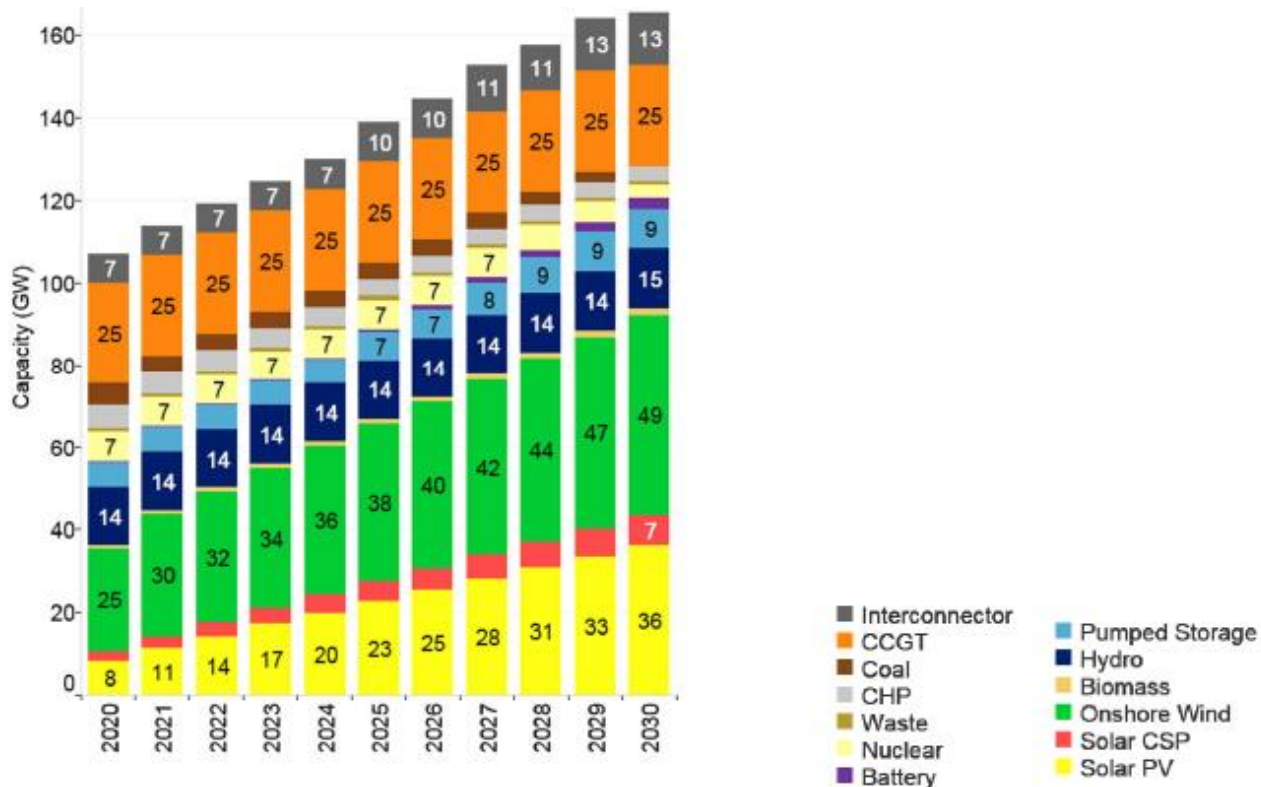


Figura 12. Evolución de la potencia instalada estimada con referencia al PNIEC. Fuente: [12]

En la Figura 13 se muestra el calendario previsto por el PNIEC del cierre nuclear.

## El apagón nuclear

Central	Emplazamiento	Empresa propietaria	% de participación	Potencia eléctrica (MW)	Inicio operación comercial	Cierre definitivo de la planta	
<b>Almaraz I</b>	<b>Almaraz</b> (Cáceres)	Iberdrola	53,0		1.049,2	Sep. 1983	2027
		Endesa	36,0				
		Naturgy	11,0				
<b>Almaraz II</b>	<b>Almaraz</b> (Cáceres)	Iberdrola	53,0		1.051,8	Jul. 1984	2028
		Endesa	36,0				
		Naturgy	11,0				
<b>Ascó I</b>	<b>Ascó</b> (Tarragona)	Endesa	100,0		1.032,5	Dic. 1984	2029
<b>Ascó II</b>	<b>Ascó</b> (Tarragona)	Endesa	85,0		1.027,2	Mar. 1986	2030
		Iberdrola	15,0				
<b>Cofrentes</b>	<b>Cofrentes</b> (Valencia)	Iberdrola	100,0		1.092,0	Mar. 1985	2033
<b>Vandellós II</b>	<b>Vandellós y L'Hospitalet del Infant</b> (Tarragona)	Endesa	72,0		1.087,1	Mar. 1988	2034
		Iberdrola	28,0				
<b>Trillo</b>	<b>Trillo</b> (Guadalajara)	Iberdrola	48,0		1.066,0	Ago. 1988	2035
		Naturgy	34,5				
		EDP	15,5				
		Nuclenor	2,0				

Figura 13. Cierre programado de centrales nucleares. [27]



## 5.2. Resultados de la simulación del Caso Base

Las principales entradas a insertar al modelo CEVESA y salidas a analizar para el Caso Base son:

**Entradas:** Precios del mercado de emisiones de CO<sub>2</sub>, años de cierre de centrales térmicas, y evolución de la demanda; todo esto según lo impuesto por el PNIEC.

**Salidas:** Producción por tecnología y su relevancia en el mix energético, precio medio de casación del mercado eléctrico, precios de captura de las tecnologías y emisiones totales de CO<sub>2</sub>.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación del **Caso Base**. En primer lugar, se muestra la media aritmética de precios anuales de casación del mercado para el periodo 2021-2030. Ambas gráficas mostradas en la Figura 14 corresponden a la previsión del precio del mercado eléctrico español; sin embargo, la gráfica izquierda se diferencia de la derecha porque los valores de las ordenadas están representados entre 32 y 40 €/MWh. La gráfica izquierda permite dar una visualización más clara de la tendencia en la evolución de precios de casación.

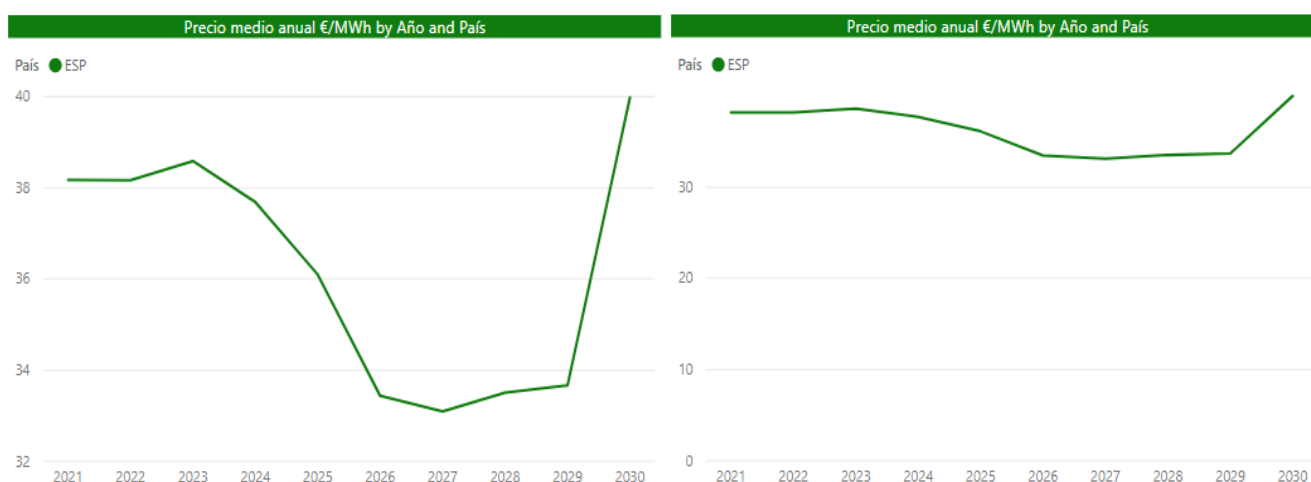


Figura 14. Evolución precio anual del mercado eléctrico

Estos precios no son significativos en términos absolutos, sin embargo, sí lo son en términos relativos, es decir, en términos de tendencias. Se pueden apreciar 4 tramos principales: **2021-2023**; **2023-2026**; **2027-2029** y **2029-2030**. Cabe destacar que los años 2021 y 2022 no muestran una evidencia clara de cambio de precios puesto que son los primeros años de aplicación del PNIEC. Esto implica que la potencia renovable nueva instalada aún no es suficiente para modificar el precio medio ni el mix energético significativamente. Por este motivo, este tramo (2021-2023) se incluye en la explicación del periodo 2023-2026.

En los siguientes subapartados se analiza en profundidad cada periodo para este primer Caso Base.

### 1. Periodo 2021 - 2026

En el periodo 2023-2026 se puede apreciar una ligera caída del precio del MIBEL, en especial entre los años 2024-2026 (aproximadamente una caída del 10% que corresponde a 6 €/MWh). Este descenso en términos generales está provocado por el aumento de la producción renovable que desplaza especialmente al ciclo combinado cuando todavía no se han cerrado grupos nucleares. En la Tabla 11 se muestra la evolución aproximada de instalación o desinstalación de potencia en GW propuesta por el PNIEC para este periodo:

	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Interconexión	0	0	0	0	3	0
Ciclo combinado	0	0	0	0	0	0
Carbón	-2	-1	-1	-1	-1	-1
Nuclear	0	0	0	0	0	0
Eólica	5	2	2	2	2	2
Solar fotovoltaica	3	3	3	3	3	2

*Tabla 11. Potencia instalada o desinstalada (GW). Elaboración propia*

El aumento de la producción renovable está marcado por el incremento de aproximadamente 5 GW de solar y eólica en conjunto por año.

La potencia total instalada se muestra en la Tabla 12. En concreto, en este periodo la eólica instalada aumenta un 60% y la solar fotovoltaica un 200% con referencia al año 2020.

Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Interconexión	7	7	7	7	7	10	10
Ciclo combinado	25	25	25	25	25	25	25
Carbón	10	8	7	6	5	4	3
Nuclear	7	7	7	7	7	7	7
Eólica	25	30	32	34	36	38	40
Solar fotovoltaica	8	11	14	17	20	23	25

Tabla 12. Potencia total instalada (GW)

*Claramente fruto del esfuerzo inversor en potencia renovable se espera que su peso en el mix energético incremente. En la*

Tabla 13 se muestra la evolución del mix energético de producción anual para el periodo 2023-2026 en GWh resultado de la simulación mediante CEVESA.

Año	BTURB	CARG	CC	CIB	COG	DCARG	eolica	HCONV	HTURB
2023	-1.129,93		42.667,29	443,75	28.478,84		74.694,07	17.080,44	1.238,76
2024	-1.338,67		34.644,96	457,00	28.478,84		80.211,27	17.127,28	1.343,62
2025	-1.663,74	-3.103,93	24.183,72	322,48	28.478,84	2.514,18	85.290,16	17.059,56	1.422,97
2026	-1.916,64	-5.240,68	17.471,21	42,29	28.478,84	4.244,95	89.368,82	17.051,08	1.530,08
<b>Total</b>	<b>-6.048,99</b>	<b>-8.344,61</b>	<b>118.967,18</b>	<b>1.265,51</b>	<b>113.915,37</b>	<b>6.759,13</b>	<b>329.564,32</b>	<b>68.318,36</b>	<b>5.535,44</b>

Año	NU	otras	REHID	solar	SOLT	VERTIDOS
2023	62.346,67	6.632,08	6.624,94	29.422,93	4.707,72	-149,26
2024	62.517,48	6.632,08	6.624,94	34.167,53	4.707,72	-320,17
2025	62.346,67	6.632,08	6.624,94	43.054,00	4.707,72	-1.130,37
2026	62.346,67	6.632,08	6.624,94	49.480,82	4.707,72	-2.119,40
<b>Total</b>	<b>249.557,50</b>	<b>26.528,30</b>	<b>26.499,76</b>	<b>156.125,28</b>	<b>18.830,89</b>	<b>-3.719,20</b>

Tabla 13. Evolución de la producción anual (GWh)

En la evolución de la producción anual por tecnología mostrada destaca la clara reducción del peso del ciclo combinado (partiendo de 42.700 GWh en 2023 hasta los 17.500 GWh en 2026; esto es una reducción en 4 años de 60%). Por otra parte, también es notable el incremento de la producción solar y eólica: la diferencia de producción en el año 2026 frente a 2023 es de 20.000 GWh y 15.000 GWh respectivamente. No se puede afirmar que sea la renovable la que sustituye a los ciclos combinados si no se comprueba el mix energético horario.

En las siguientes gráficas se presenta el mix de producción horaria por tecnología para evidenciar qué tecnologías son las que permiten reducir la producción de los ciclos combinados. Además, se evidenciarán qué diferencias hay en la producción media diaria por ciclo combinado en el año 2023 y 2026. Por ejemplo, si el porcentaje de horas en que hay producción mediante ciclos combinados aumenta o disminuye y las potencias máximas alcanzadas por esta tecnología.

La evolución de la posición por relevancia de producción en el mix energético de las 5 principales tecnologías (eólica, nuclear, ciclo combinado, cogeneración y solar) para el periodo 2021-2026 se muestra en la Figura 15. Como ya se argumentaba, se puede ver que la eólica (verde) y la solar (rojo claro) aumentan su peso año tras año. Por otra parte, la nuclear permanece sin ningún cambio ya que en este periodo 2021-2026 el plan aún no predice el cierre de ninguna central. Por último, se aprecia que los ciclos combinados caen de tercera a quinta posición. La disminución del peso de los ciclos combinados es interesante analizarla en profundidad debido a la importancia de los ciclos en relación con los precios del mercado. De hecho, son los ciclos la tecnología que marca el precio de casación, siempre que no exista generación casada proveniente del carbón.

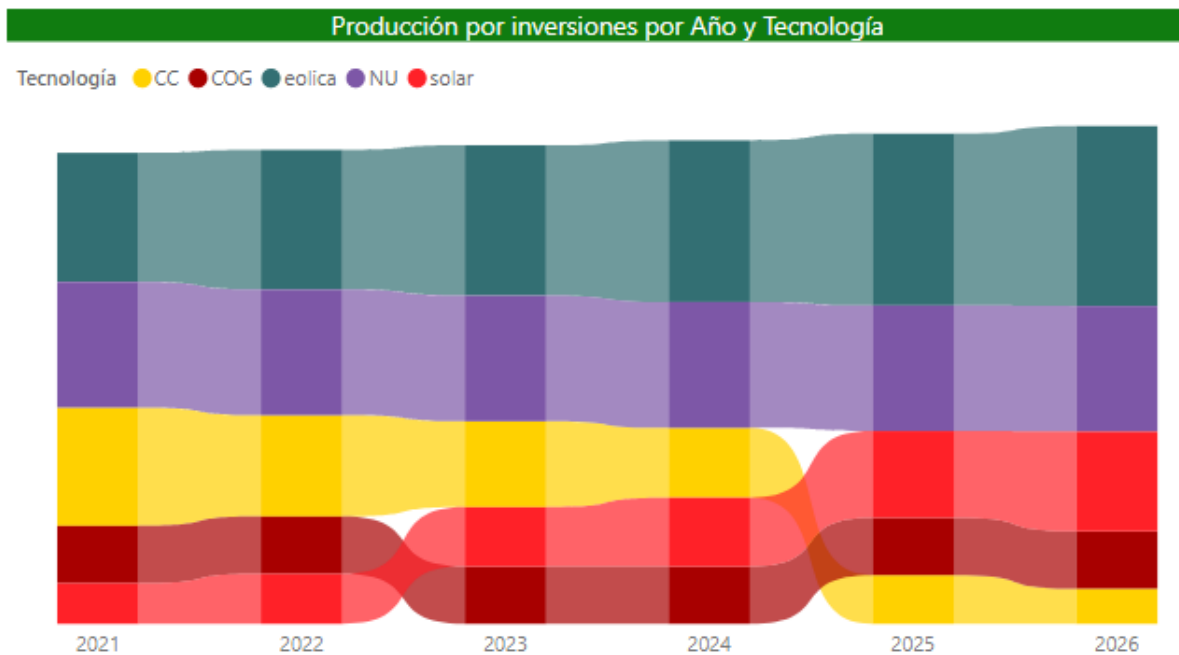


Figura 15. Evolución del mix energético en el periodo 2023-2026 de las 5 principales tecnologías

Las principales conclusiones extraídas de la evolución del mix energético durante el periodo 2021-2026 son:

1. El incremento de la energía renovable producida provoca un importante incremento de la energía renovable que causa la reducción de la generación por ciclos combinados en este periodo, la cual se muestra en la Figura 16.

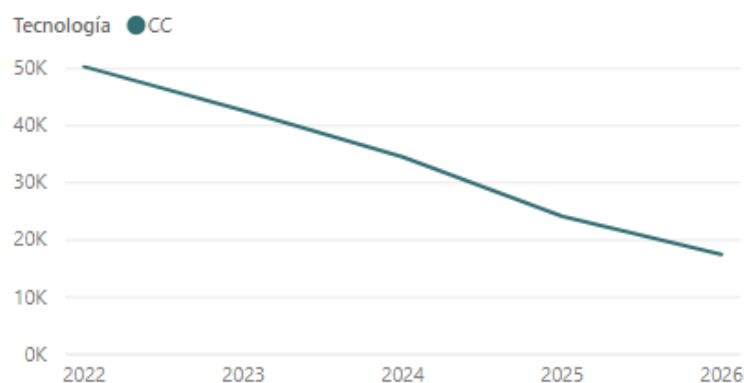


Figura 16. Evolución de la producción de los ciclos combinados GWh

2. Una menor generación de los ciclos causa que las emisiones de CO<sub>2</sub>, como se comprobará posteriormente, disminuyan.
3. El hecho de que los ciclos combinados caigan a la quinta posición de relevancia en el mix energético para 2025 no implica directamente una alteración del precio de mercado. Esto es debido a que los ciclos combinados tienen un coste variable muy similar. Por lo tanto, el precio medio aritmético anual del MIBEL solo se reduce si la renovable es capaz de sustituir por completo a los ciclos durante un mayor número de horas.

En la Figura 17 se muestra la producción térmica para la semana sintética de los años 2023 y 2026. Se evidencia que en el 2026 hay un mayor porcentaje de horas en las que los ciclos combinados no entran. Como ya se ha comentado anteriormente, este hecho es positivo tanto para el consumidor como para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. En efecto, el incremento de la potencia renovable instalada permite evitar que durante un número cada vez mayor de horas los ciclos combinados marquen el precio del mercado. De esta forma se reduce el precio de mercado medio. Una reducción del precio del mercado marginalista puede mermar la retribución media unitaria de las tecnologías generadoras.

Por otra parte, la Figura 17 muestra como a medida que aumenta la renovable instalada (2026 frente a 2023), la producción de ciclos combinados disminuye. Además, también se aprecia como los picos máximos de producción de los ciclos combinados en 2026 son significativamente menores que en 2023. Sin embargo, a diferencia de los ciclos, la nuclear y la cogeneración no sufren apenas variación entre estos dos años.

Por último, cabe destacar que en el año 2023 la térmica del carbón aún entra en el mix energético durante unas 10 horas en la semana, mientras que su producción es nula en 2026. Estas diferencias afectan evidentemente y de manera notable en la emisión de gases de efecto invernadero.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

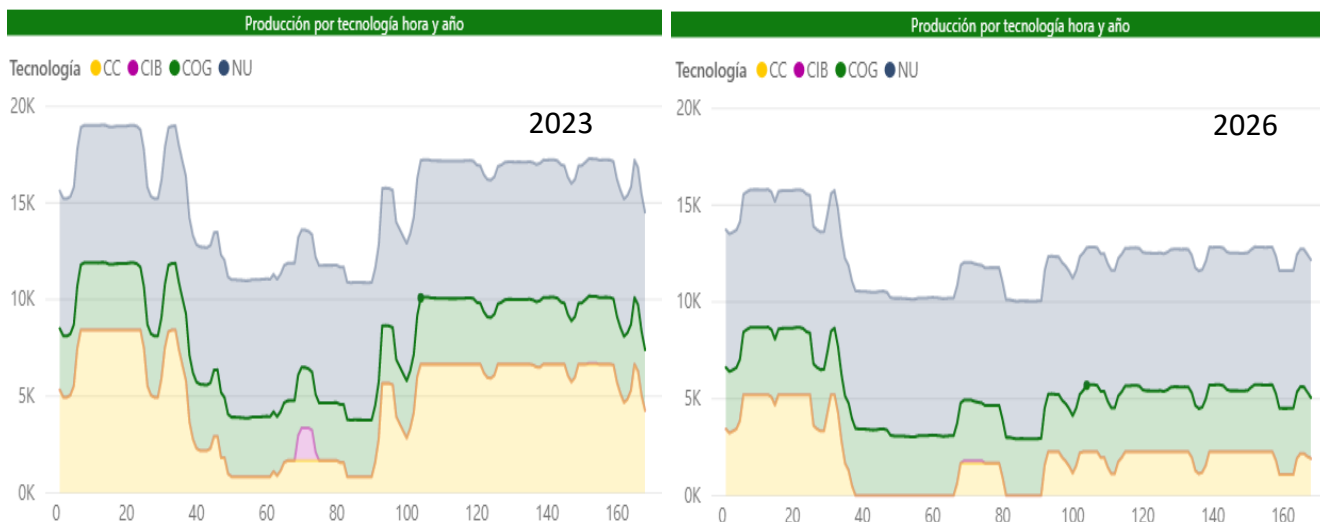


Figura 17. Producción térmica en la semana sintética del año 2026.

El cambio en el mix energético provoca un cambio en el precio horario del mercado. En la Figura 18 se presenta el precio de mercado horario para la semana sintética. En línea con lo que se comentaba, el hecho de que haya menos horas con producción de ciclos combinados provoca que haya un mayor porcentaje de horas en las que estos dejan de marcar precio. Esto produce un impacto positivo en la reducción del precio. También se aprecia como en 2026 hay un mayor número de horas con precios de mercado nulos. Esto es debido al incremento notable de la potencia renovable instalada que posibilita el aumento de los vertidos en el sistema. Analizando detalladamente la Figura 17 y la Figura 18 para el año 2026, durante las horas con vertidos y nula producción por ciclos combinados, el precio cae a 0 €/MWh.

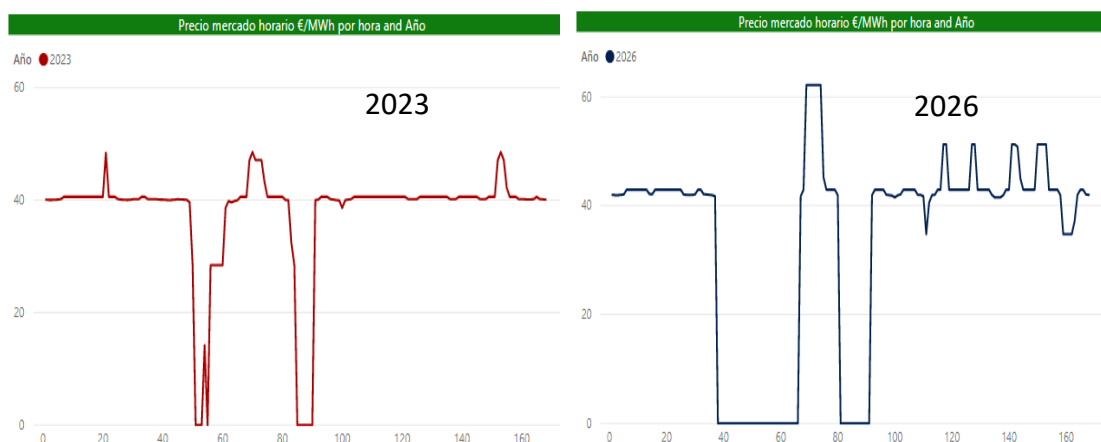


Figura 18. Precio de mercado para la semana sintética del año 2023 y 2026

Otro aspecto interesante que se aprecia en la comparación de los precios horarios de los años 2023 y 2026 de la Figura 18 es un ligero incremento en el precio durante las horas en las que los ciclos combinados marcan precio. Este hecho es consecuencia directa del incremento del precio del CO2 que incrementa los costes variables de producción de los ciclos.

Con el objetivo de profundizar sobre la producción horaria, las siguientes gráficas de la Figura 19 muestran la producción térmica media diaria y el precio medio diario para 2026.

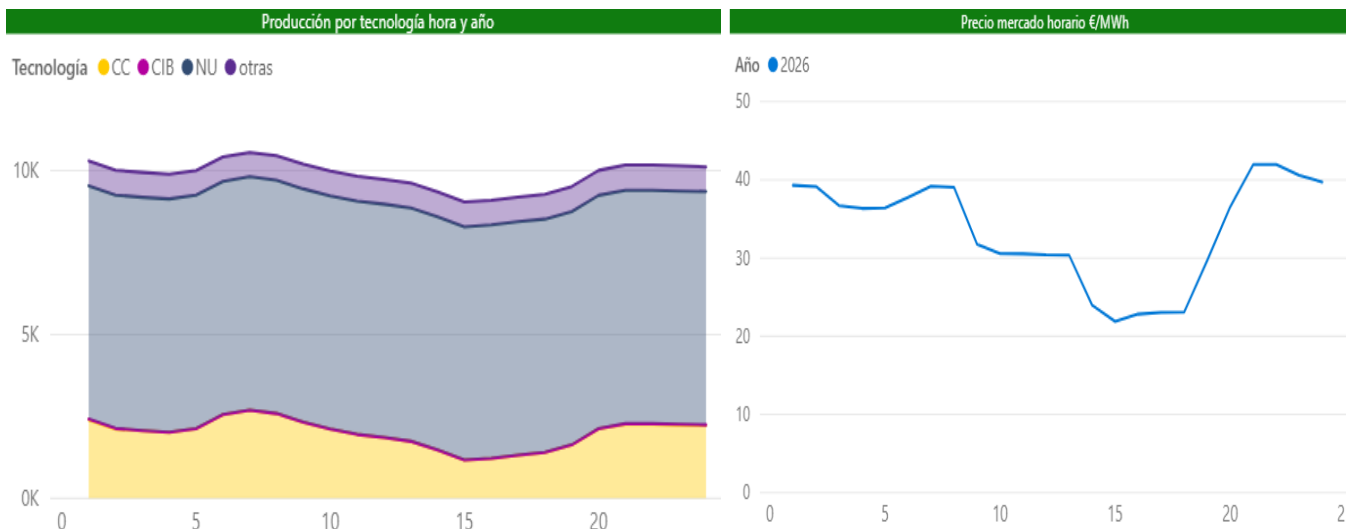


Figura 19. Producción horaria media diaria para el año 2026 (izq.); Precio medio del MIBEL diario para el año 2026 (dcha.)

Se visualiza como los ciclos combinados tienden a disminuir su producción especialmente durante las horas centrales del día, que corresponde con las puntas de generación solar. Esto tiene implicación directa sobre el precio medio diario, puesto que, durante las horas con sol, la producción renovable es máxima desplazando a las centrales térmicas más caras como son los ciclos combinados. Paralelamente se observa que es precisamente durante estas horas cuando el precio del mercado es menor llegando a estar de media en torno a 20 €/MWh a las 15 horas.

Por otra parte, el incremento de la renovable instalada y el mantenimiento durante este periodo de la potencia nuclear provocan el aumento de los vertidos. En la Figura 20 se muestran la cantidad de vertidos en GWh por año en el periodo 2021 – 2026:



## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

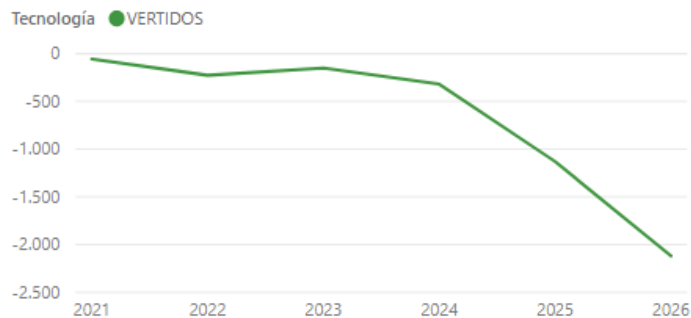


Figura 20. Vertidos (GWh) eléctricos por año (2021 - 2026)

El aumento considerable de horas con vertidos para la semana sintética del año 2026 mostrado en las siguientes gráficas (Figura 21) hace que el coste marginal de producción sea 0 durante un mayor número de horas. Es decir, los vertidos causan que el precio del mercado marginalista sea nulo y el precio medio eléctrico caiga.

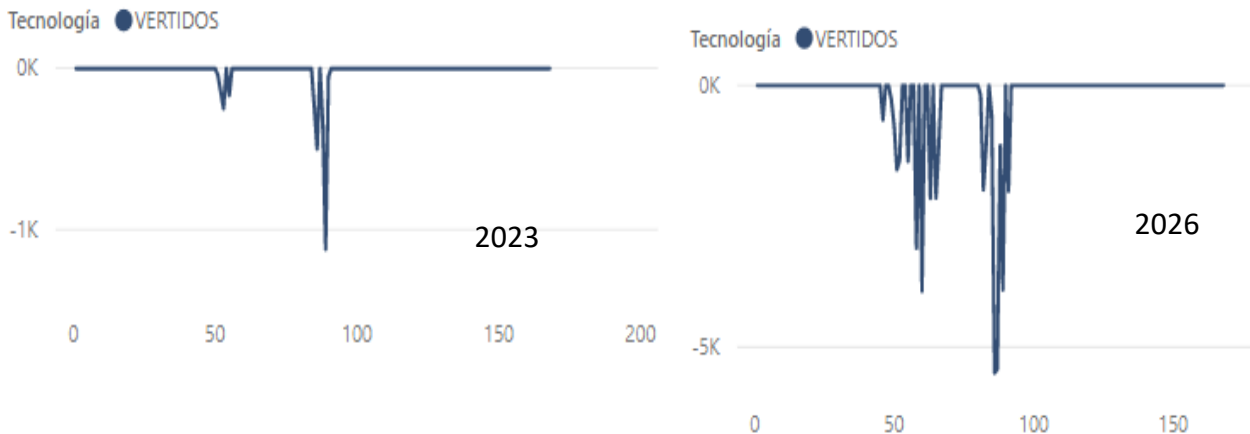


Figura 21. Vertidos por hora para semana sintética de los años 2023 y 2026

Se deduce que el hecho más influyente en la reducción del precio medio anual del mercado es el volumen de los vertidos. Como se puede ver en las dos figuras anteriores (Figura 20 y Figura 21) es durante el periodo 2024-2026 cuando se tiene el mayor incremento de vertidos. Coincide además que es durante este mismo periodo cuando se produce la mayor reducción del precio medio anual del MIBEL (ver la Figura 10).

Una consecuencia clara de la reducción de la producción de los ciclos combinados es la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Como se aprecia en la siguiente gráfica, España sería capaz de reducir las emisiones con la aplicación del plan definido. Según el Plan, para el año 2025 se tiene un objetivo de emisión de CO<sub>2</sub> de 26.497 kt. Según la simulación realizada por CEVESA, el sector eléctrico es responsable en 2025 de la emisión de 29,71 MT.

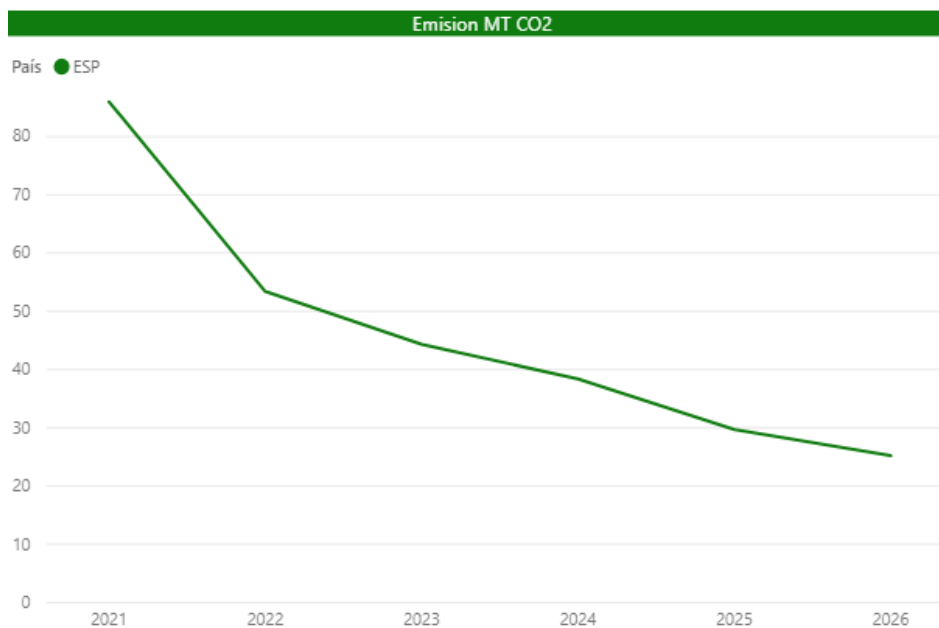


Figura 22. Evolución de las emisiones en millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en el periodo 2021-2026

En la Figura 22 se muestran las emisiones horarias medias para los años 2021 y 2026. Se aprecia claramente un cambio en la tendencia de la gráfica de las emisiones medias horarias para un día. Hay un cambio de tendencia especialmente significativo en las emisiones durante las horas 10-18 del día. Esto demuestra una vez más el efecto positivo de la instalación considerable de tecnología solar en la reducción de las emisiones y el desplazamiento del mix energético.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

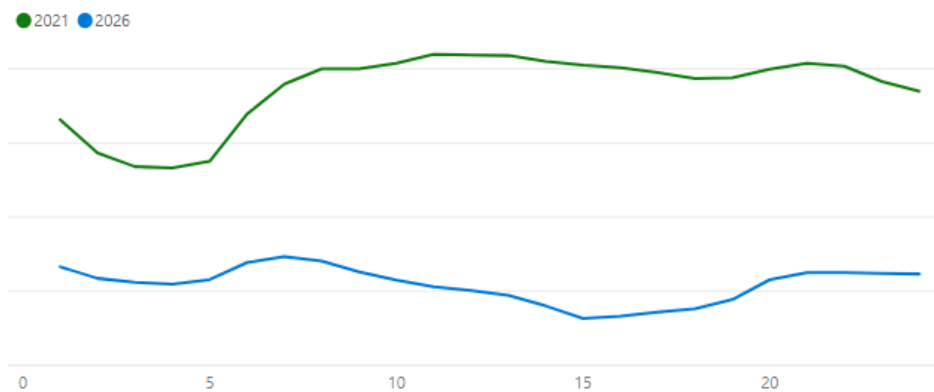


Figura 23. Emisiones diarias en el año 2021 y 2026

El cambio en el mix de producción medio diario entre 2021 y 2026, influido por el notable incremento eólico y solar, provoca la reducción de las emisiones y la bajada del precio de casación, especialmente durante las horas centrales del día.

En la siguiente gráfica se compara el precio medio diario para 2021 y 2026. Se aprecia que, en las horas centrales del día, el precio es muy inferior en 2026. Esto es debido a que en 2021 hay 10 GW de eólica más y 14GW de solar fotovoltaica más:

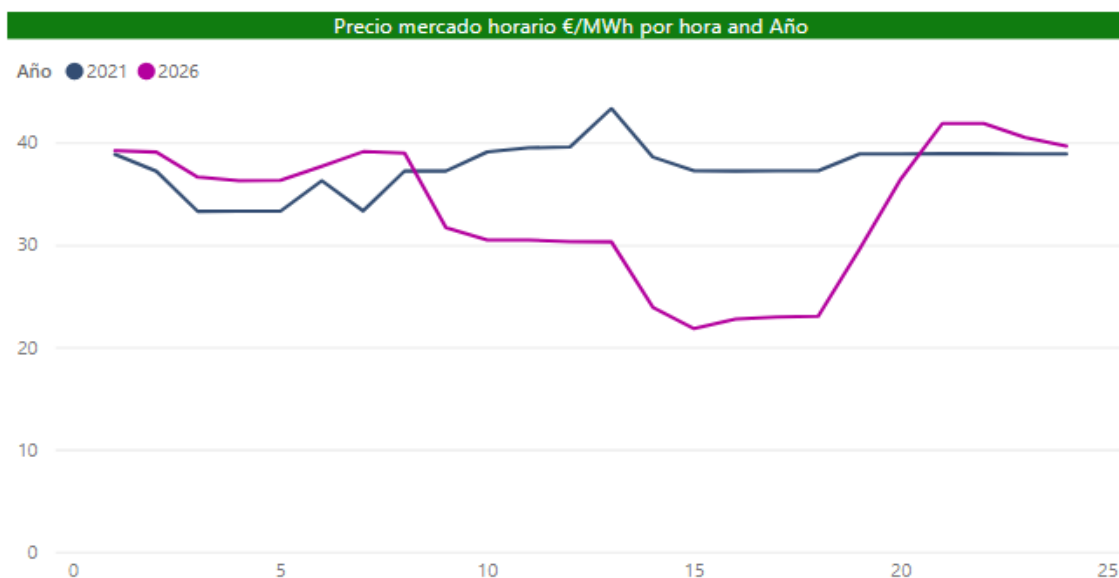


Figura 24. Precio medio diario para 2021 y 2026.

A pesar del notable descenso en 2026 en el precio horario diario durante las horas con incidencia solar, en las horas con nula generación solar (20h-06h) el precio en 2026 es mayor que en 2021. Esto viene producido por el incremento en el precio del mercado del CO2 previsto. En 2021 el precio previsto de mercado es aproximadamente 17 €/tCO2 frente a 25 €/tCO2 en 2026. Esa diferencia de 8 € por tonelada de CO2 adicional en el año 2026, hace que en el momento que los ciclos combinados entran en el mix horario el precio de casación sea más caro en 2026 que en 2021. En efecto, es durante las horas con ausencia de sol cuando los ciclos combinados producen principalmente sin interrupción.

En la Figura 56 se evidencia la importancia de la energía solar en la reducción de la cantidad de horas en las que los ciclos producen. Esta situación es favorable para la reducción del precio medio del mercado. En ambas gráficas se muestra la producción media por hora de un día completo por tecnología para los años 2021 y 2026. La solar está destacada en rojo, en gris la nuclear, en verde la eólica y en amarillo los ciclos combinados.

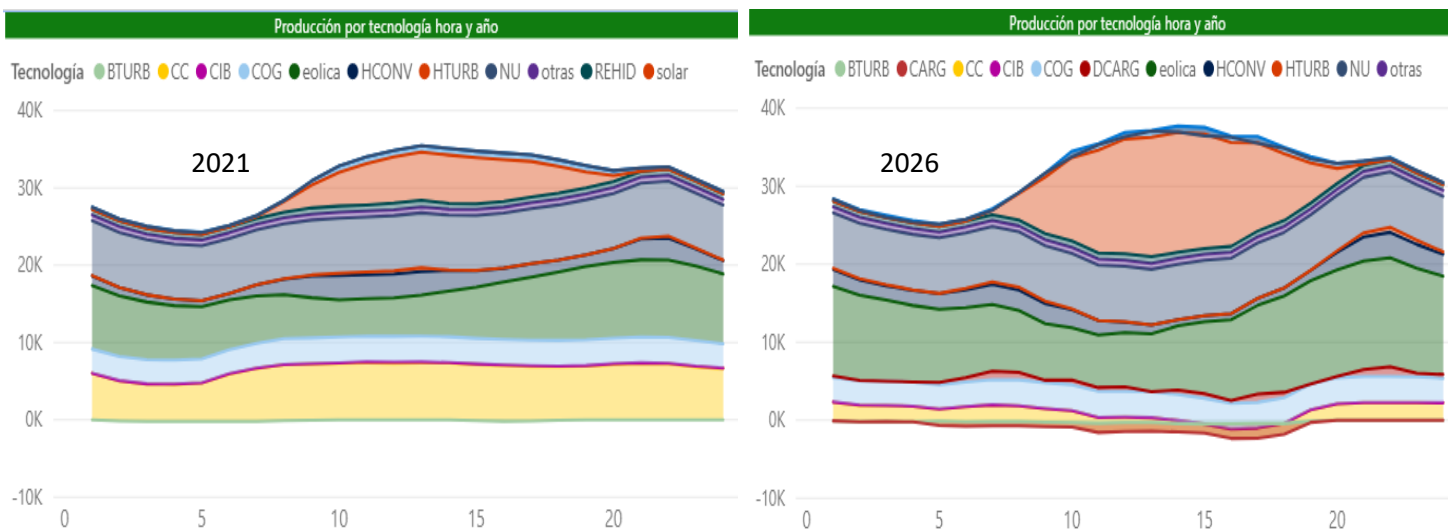


Figura 25. Mix energético medio diario.

Como conclusión, el aumento de la potencia solar instalada provoca que los ciclos combinados reduzcan su presencia durante las horas con sol. Siempre que no entren en el mix y por tanto no marquen precio los ciclos combinados ni la térmica del carbón (ya desaparecida en 2026), el precio de casación baja considerablemente.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

También se puede destacar que es durante las horas de elevada generación renovable cuando se produce carga en los sistemas de almacenamiento como pueden ser baterías o el bombeo.

En las siguientes gráficas de la Figura 26 se trata de evidenciar aún más si cabe que la reducción del precio de casación del mercado horario coincide con las horas en las que los ciclos combinados no entran en el mix, pues durante estas horas dejan de marcar precio.

En la gráfica izquierda se ha superpuesto la producción por ciclo combinado (coloreada de amarillo y con leyenda en las ordenadas de la izquierda), y por la solar fotovoltaica (coloreada de rojo y con leyenda en las ordenadas de la derecha). El objetivo de esta gráfica ha sido relacionar la generación solar con la caída de la producción de los ciclos combinados.

En la gráfica derecha, se observa que siempre que los ciclos no producen el precio del mercado cae significativamente. Además, cuando el precio es 0 €/MWh hay presencia de vertidos.



Figura 26. Producción por tecnología (iza); precio del mercado horario (€/MWh) (dcha) en el año 2026

El aumento de la renovable consigue reducir la dependencia energética con la reducción del consumo de gas natural. Este hecho se puede ver claramente en la Figura 27, donde se aprecia que los ciclos combinados pasan de ser la primera tecnología en cuanto relevancia en 2021 con 89,41 TWh producidos a ser la cuarta en 2026 con 38,16 TWh.

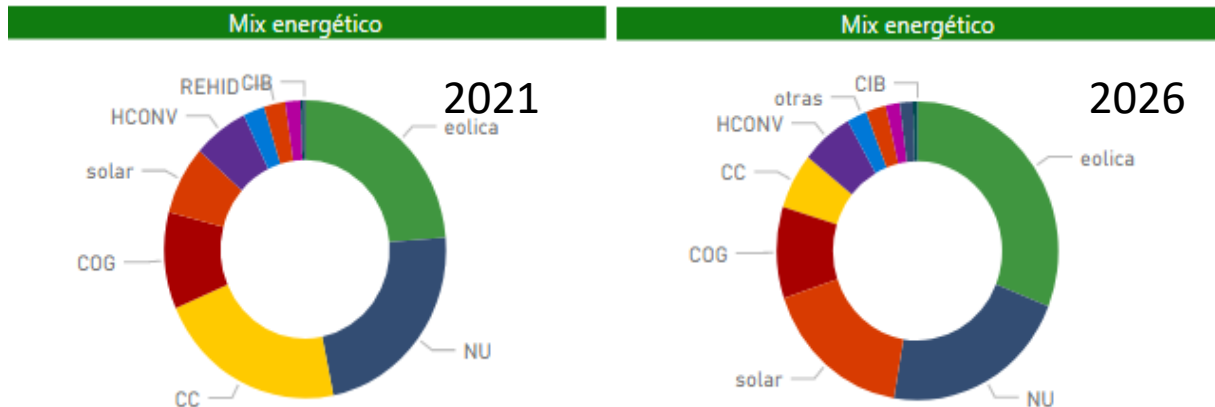


Figura 27. Evolución del mix energético.

Por último, se evidencia también en la Figura 28 que durante este tiempo se avanza en la correcta dirección de aumento del peso renovable en el sistema eléctrico. Se pasa de 59,02% de producción energética de fuentes fósiles en 2021 a tener el 57,68% de renovables en 2026. La siguiente gráfica es una muestra clara de que en el periodo 2021 - 2026 se dan grandes pasos para la consecución de los objetivos del PNIEC.

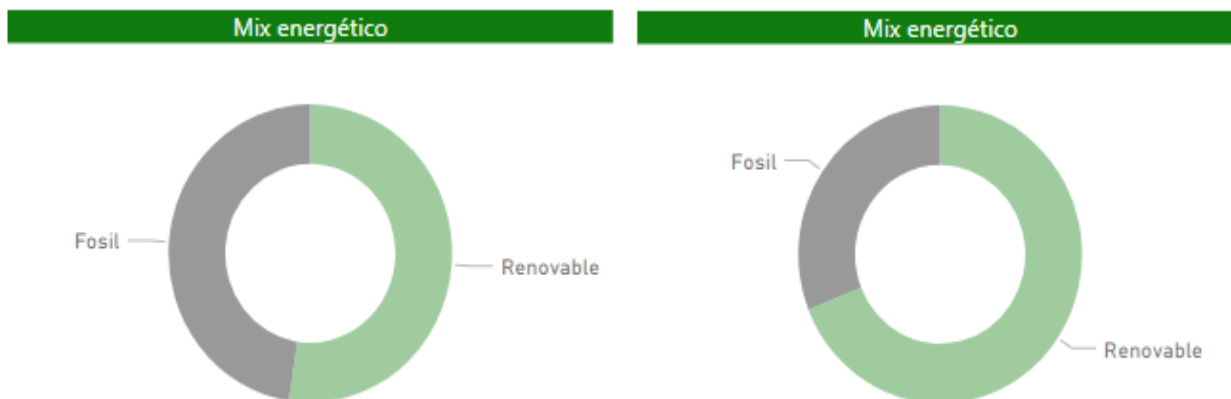


Figura 28. Evolución de las fuentes del mix energético eléctrico.

Como conclusión del análisis de este primer periodo 2021-2026:

1. La estrategia del PNIEC en este primer intervalo es positiva para el consumidor debido a la reducción del precio medio anual de mercado que ayuda a mejorar la competitividad nacional y reafirma su **sostenibilidad económica**.
2. La reducción del precio marginal del mercado eléctrico puede no ser beneficioso para el sistema; de hecho, sucede que con la mayor penetración de renovables caen los ingresos de los generadores. De esta forma será de especial interés analizar si los precios de captura de las tecnologías son mayores que los costes variables de producción más el coste de arranque. Es decir, si las tecnologías son capaces de recuperar sus costes de operación. A tal efecto, en el apartado *Comparación de la rentabilidad del Caso Base y del 2º Escenario*, se analizan dichos precios de captura.
3. Se consigue la penetración renovable necesaria para asegurar la reducción de las emisiones.

#### 4. Periodo 2026 - 2029

Como se muestra en la Figura 29 en el periodo 2026-2029 hay un estancamiento generalizado de la evolución de los precios medios anuales del sector eléctrico.

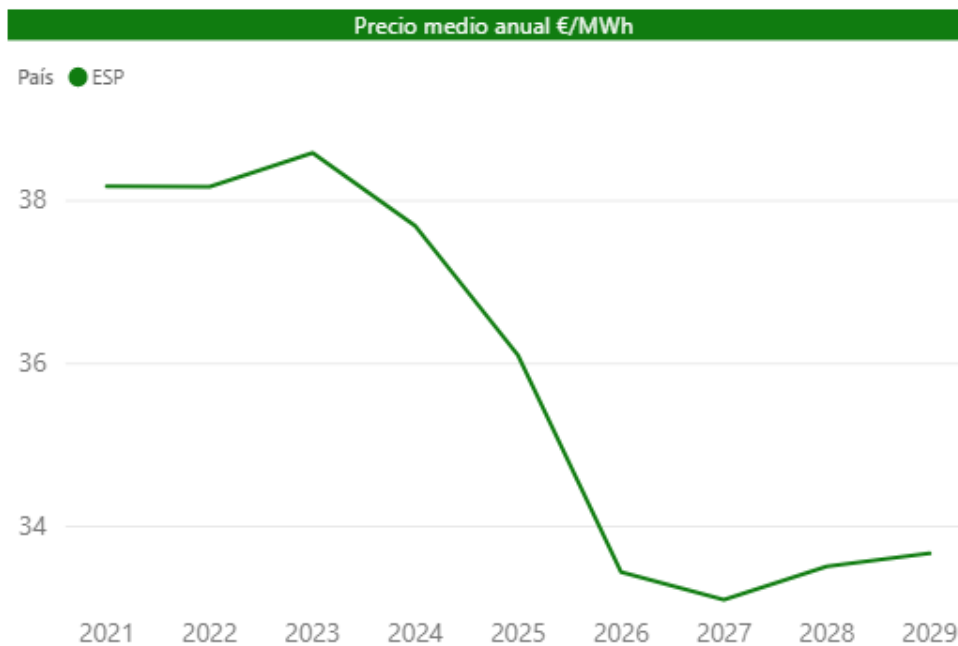


Figura 29. Evolución del precio medio de casación eléctrico 2021-2029

Aunque la evolución del precio medio en este periodo puede conducir a pensar que la evolución del mix energético y de potencia quedan estancados, en la Tabla 14 se muestra como también en estos años se continúa instalando potencia renovable. Es remarcable el cierre de dos grupos nucleares durante este periodo. En verde están destacadas las principales tecnologías instaladas.

	2026	2027	2028	2029
Eólica	42573	44513	46453	50258
Solar fotovoltaica	25206,6	28700,2	32193,8	36882
Solar termoeléctrica	5303	5803	6303	7303
Hidráulica	14409	14459	14509	14609
Bombeo mixto	2687	2687	2687	2687
Bombeo puro	4737	5262	5787	6837
Biogás	235	235	235	235
Otras renovables	48	56	64	72



## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

Biomasa	933,6	1052,2	1170,8	1677
Carbón	1732	1299	866	433
Ciclo combinado	26612	26612	26612	26612
Cogeneración	4232,4	4091,8	3951,2	3000
Fuel y Fuel gas	2595,6	2410,2	2224,8	2093
Residuos	444,2	418,4	392,6	366,8
Nuclear	<b>7399</b>	<b>7399</b>	<b>6350</b>	<b>3181</b>
Almacenamiento	900	1300	1700	2500

*Tabla 14. Potencia (MW) instalada en el periodo 2026 – 2029*

En la Tabla 15 se muestra el plan de inversiones del PNEC portugués en potencia renovables para el periodo 2026-2029. Hay un incremento también considerable y muy similar al español teniendo en cuenta la diferencia de población entre Portugal y España.

	2026	2027	2028	2029
Eólica	8200	8600	9000	9400
Solar	7800	8500	9200	9900

*Tabla 15. Evolución de potencia renovable instalada en Portugal. Fuente PNIEC portugués*

Pasando ya a presentar los resultados de la simulación del **Caso Base**, en la Figura 30 se muestra la evolución del mix energético de producción en el periodo 2026-2029. Cabe destacar el efecto que producen los primeros cierres de centrales nucleares. Como el PNIEC no indica día exacto de cierre de los grupos, se considera el cierre al final de año.

Concretamente, en 2027 cierra la central nuclear Almaraz I y a finales del año 2028 cierra Almaraz II. El cierre de estos dos reactores implica 2100 MW de potencia firme menos en el sistema, es decir un 28,4% menos de potencia nuclear en el periodo de un año.

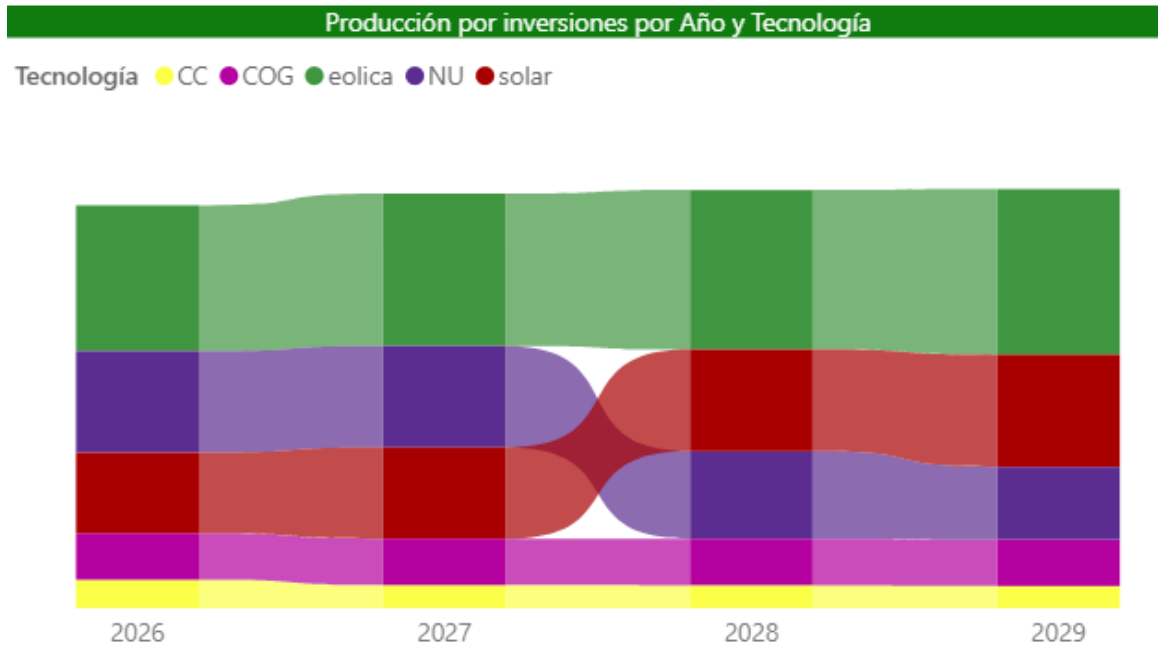


Figura 30. Evolución del mix energético entre 2026 y 2029.

Comparando la gráfica de la Figura 30 con la del periodo anterior, se aprecia que las fuentes renovables siguen tomando relevancia en el mix energético anual. Por otra parte, las fuentes de origen térmico no renovable continúan disminuyendo su presencia, como es el caso claro de la nuclear. Los ciclos combinados y la cogeneración ven disminuidos en poca medida sus niveles de producción.

En la Tabla 16 se muestra la evolución de la producción anual para estas 5 principales tecnologías:

Año	CC	COG	eólica	NU	solar
2029	13.647,17	28.478,84	101.604,79	44.676,88	68.761,30
2028	14.136,54	28.478,84	97.793,33	53.634,23	62.505,26
2027	14.205,65	28.478,84	93.447,48	62.346,67	55.907,65
2026	17.471,21	28.478,84	89.368,82	62.346,67	49.480,82

Tabla 16. Evolución de la producción anual por tecnología

El cambio del mix energético de producción indicado conduce a intuir una posible alteración en los precios medios de mercado. En la Figura 31 se muestran los precios de casación para la semana sintética de simulación. Se puede ver que en 2029 hay un mayor

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

porcentaje de horas con vertidos, por lo tanto, habrá un mayor número de horas con precios de casación del mercado nulos 0 €/MWh.

Sin embargo, en 2029, durante las horas con precios distintos a 0 €/MWh, los precios de mercado son más elevados que en 2026. Esta situación viene causada por el efecto que tiene el incremento del precio de CO<sub>2</sub>, que afecta directamente sobre el precio de oferta de las centrales fósiles que cierran el mercado (carbón y ciclos combinados). Concretamente, el precio de las emisiones de CO<sub>2</sub> pasa de 25,18 €/tCO<sub>2</sub> en 2026 a 31,20 €/tCO<sub>2</sub> en 2029; es decir un incremento de 6 € por tonelada.

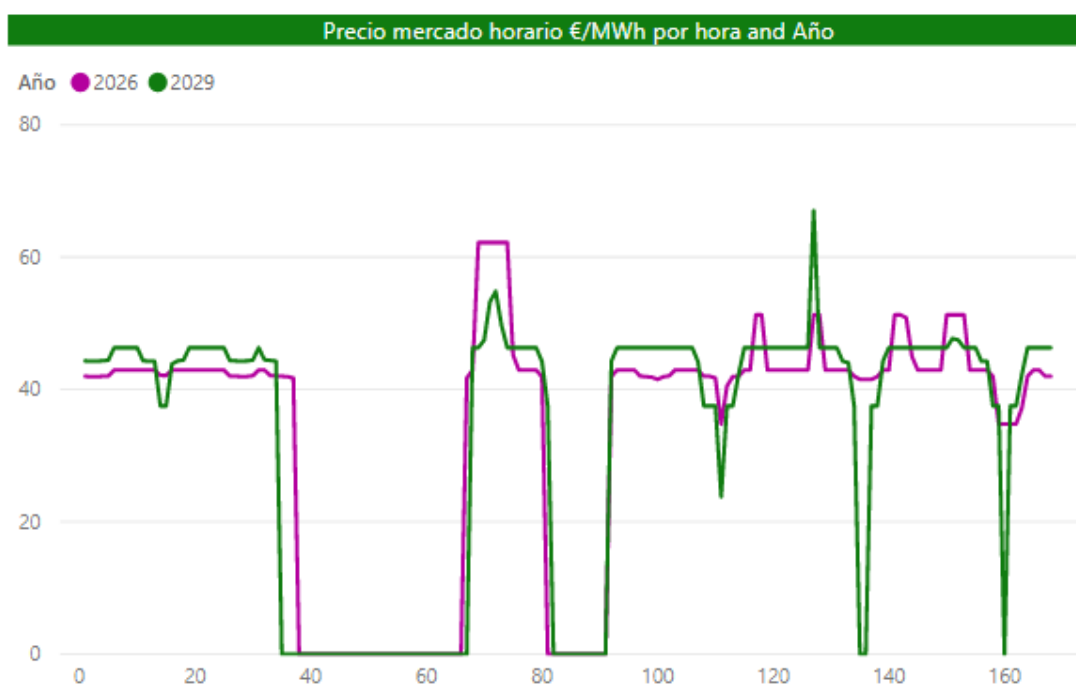


Figura 31. Precio de mercado horario 2026 y 2029 de las semanas sintéticas.

En efecto, en la Figura 31 se aprecia como durante las horas en las que el precio no es nulo para ambos años, hay un porcentaje mayor de horas en las que el precio de mercado de 2029 es más caro que en 2026.

Una elevada penetración de tecnologías con elevada disponibilidad y acople casi inmediato (p. ej. la hidráulica o los ciclos combinados) implica una mayor seguridad del sistema eléctrico frente a la incertidumbre que generan las renovables. De hecho, las tecnologías

renovables dependen de la meteorología. Debido a su elevado grado de impredecibilidad, se requieren centrales capaces de acoplarse en la red con rapidez. Esta función la realizan principalmente los ciclos combinados. Por ese motivo se prevé que la producción de los ciclos combinados a medida que el peso renovable aumenta sea más irregular y con puntas de producción mayores, acusado por el cierre nuclear. Esto es, el cierre nuclear provoca que se pierda parte de la potencia de respaldo del sistema y que sean los ciclos combinados los que la aporten durante las horas con escasa generación renovable.

En las siguientes gráficas de la Figura 32 se muestra la evolución de la producción nuclear (izquierda) en GWh y de carga y descarga (derecha) también en GWh.

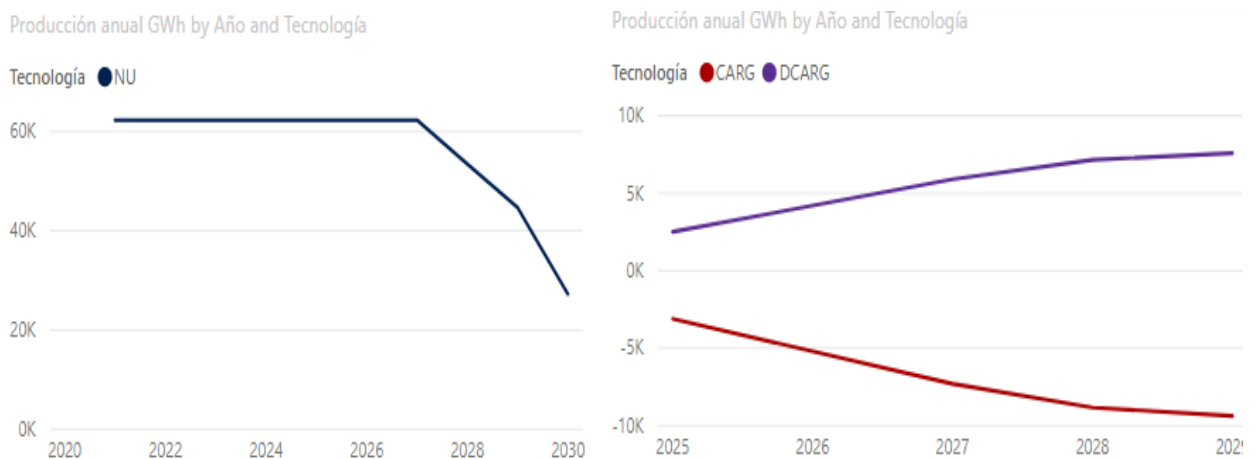


Figura 32. Producción anual nuclear (izquierda) y carga y descarga (derecha).

Se aprecia como el almacenamiento ayuda a dar estabilidad al sistema especialmente durante este periodo. Además, el aumento de la renovable instalada también ayuda a sustituir parcialmente la pérdida de potencia nuclear. En la Figura 33 se muestra el incremento año tras año de la energía renovable producida por la eólica, solar y solar térmica. Las tecnologías renovables no son despachables y nunca podrían sustituir la totalidad de la potencia nuclear; sin embargo, parcialmente ayudan a suplir su falta.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

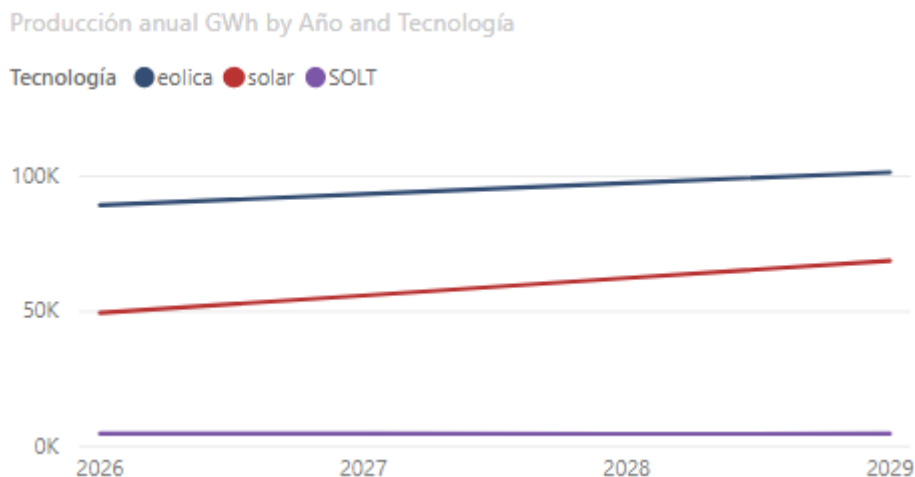


Figura 33. Evolución de la producción anual renovable 2026-2029

En el periodo anterior (2021 – 2026), se observaba que año tras año los vertidos aumentan debido al incremento de potencia renovable instalada. Sin embargo, en la Figura 34, que muestra los vertidos durante este periodo (2026 -2029), se observa cómo ahora se estabilizan. Este hecho es causado por el cierre nuclear. El cierre parcial de la nuclear previene que el sistema incremente el sobrante de producción, ya que entran en juego otras tecnologías térmicas con una capacidad de adaptación rápida de la producción a la demanda como son los ciclos combinados. Esto les permite responder ágilmente con su producción a la demanda del sistema.

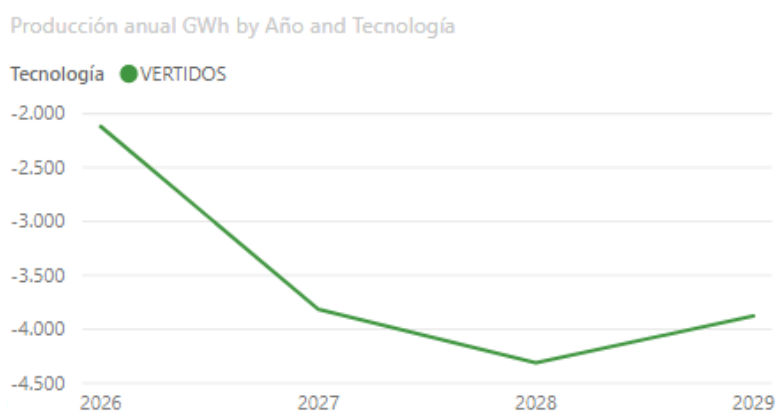


Figura 34. Evolución de los vertidos en el periodo 2026-2029

Analizando la producción horaria de vertidos en la semana sintética del 2028 y 2029, se aprecia como en 2029 hay un menor porcentaje de horas con vertidos. Por tanto, la cuestión relevante a analizar es qué sucede para que haya menor cantidad de horas con vertidos en 2029.

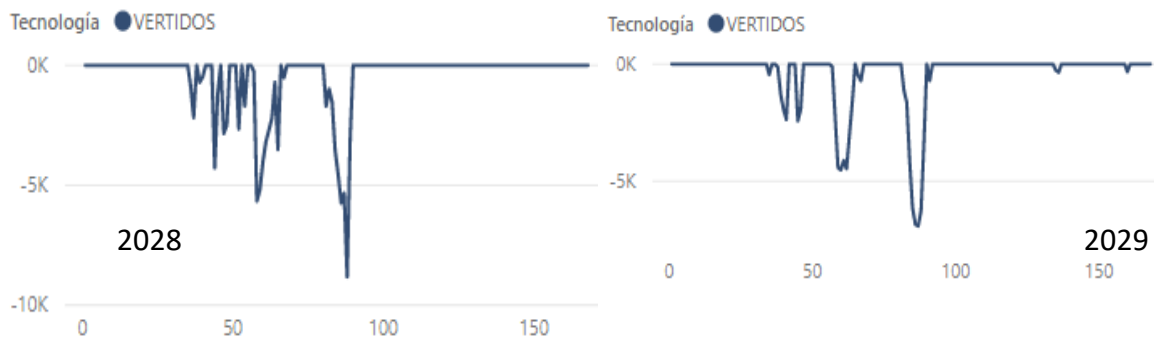


Figura 35. Vertidos horarios en la semana sintética de 2028 y 2029

En línea con tratar de visualizar el motivo de la reducción del número de horas con vertidos, se presenta la Figura 36 en la que se muestra la producción media de vertidos diaria para los años 2028 y 2029. Se aprecia claramente como en 2028, a diferencia que en 2029, durante las horas de la madrugada (3 horas hasta las 8 horas) hay vertidos.

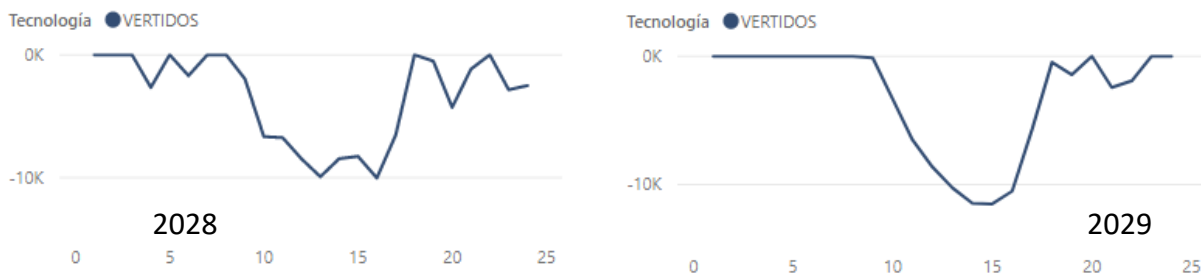


Figura 36. Vertidos horarios medios en un día

Se muestra en la Figura 36 la generación térmica media horaria de los años 2028 y 2029 con el objetivo de analizar por qué hay vertidos para las horas 3 – 8 de la madrugada en el

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

año 2028. Se observa como en 2028 el hecho de que haya un reactor nuclear más con una potencia de 1000 MW, provoca que la generación térmica sea mayor para estas horas que en 2029. Este hecho lleva a pensar que el cierre nuclear provoca que disminuya el número de horas con vertidos y por tanto el cierre nuclear del año 2028 tenga efectos sobre los precios de mercado eléctrico.

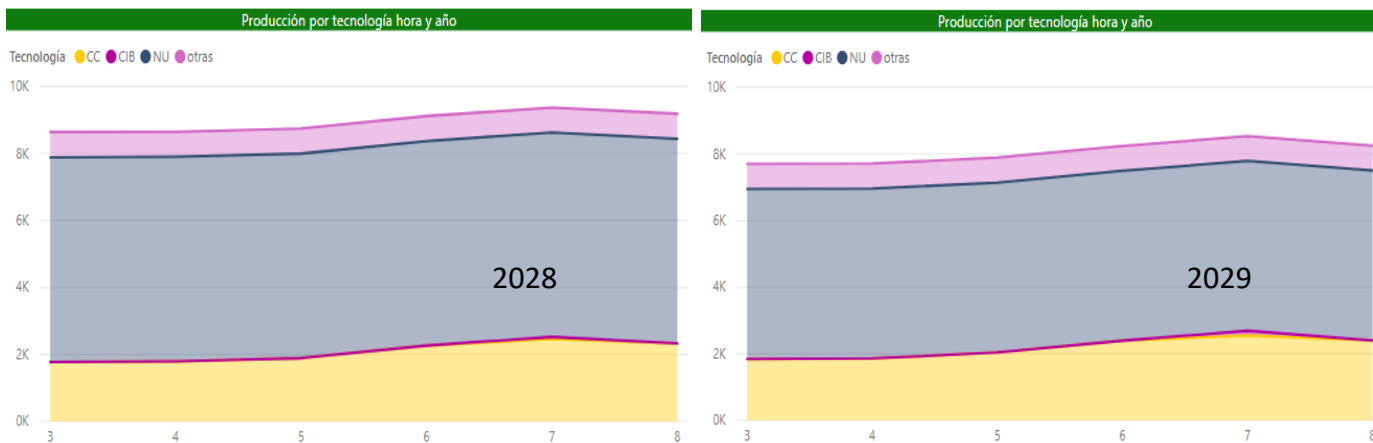


Figura 37. Producción térmica durante las 3 - 8 horas de la madrugada

En efecto, la disminución del porcentaje de horas con vertidos en el sistema eléctrico afecta a los precios de mercado como ya se ha argumentado. La Figura 38 muestra el efecto de reducción del precio de mercado hasta los 0 €/MWh que tienen los vertidos. Se aprecia como es condición suficiente que haya vertidos en una hora para provocar que el precio de mercado horario sea 0€/MWh.



Figura 38. Precio horario y vertidos horarios en la semana sintética del 2029

Además, también en la Figura 38, se observa que hay horas en las que el precio es 0 €/MWh pero no hay vertidos. Esto sucede porque durante los mismos ciclos de carga o bombeo hay vertidos.

El cierre nuclear llevaba a pensar que provocaría el incremento del peso de los ciclos combinados. Se ha comprobado que esto no sucede (ver Tabla 16. Evolución de la producción anual por tecnología). Sin embargo, la potencia nuclear es sustituida parcialmente por la nueva potencia de baterías instalada y la instalación masiva de renovable.

La evolución del mix energético tiene un efecto de reducción de las emisiones anuales. En la Figura 39 se muestra la evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> anuales del sistema eléctrico español. El PNIEC prevé que las emisiones del sector eléctrico en 2030 sean 20,6 millones de toneladas, frente a 18,63 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> que apunta CEVESA. La simulación con CEVESA aporta valores de emisiones muy similares a las previstas por el



## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

plan. Estos valores indican que la senda marcada por el PNIEC da lugar a un sector eléctrico más descarbonizado capaz de conseguir los objetivos de emisiones marcados.

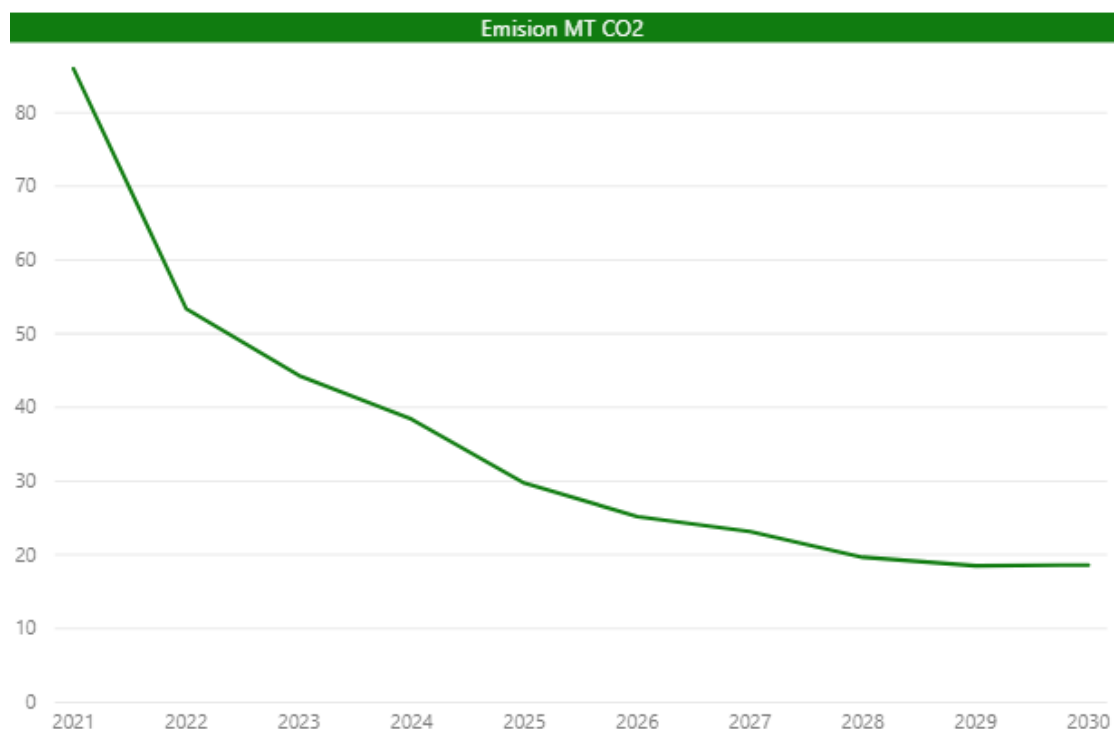


Figura 39. Evolución de las emisiones en el periodo 2021-2030 en millones de toneladas.

A pesar de mantener el ritmo de instalación renovable en el periodo 2026-2029, no se consigue mantener el ritmo de descenso de las emisiones de CO2. Esto puede ser causado porque en el periodo 2021-2026 el descenso de la producción de los ciclos combinados era muy pronunciado. En la Figura 40 se muestra la producción de los ciclos combinados y se destaca que en 2027 y 2028 ya no se reduce su aportación:

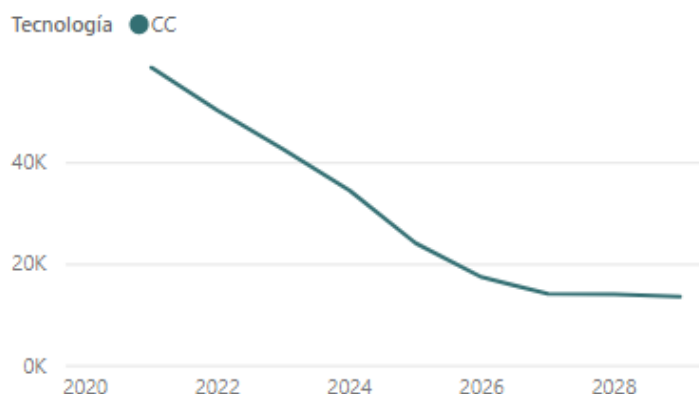


Figura 40. Evolución de la producción anual de los ciclos combinados (GWh)

Por lo tanto, con el cierre de centrales nucleares se rompe la tendencia de reducción de la dependencia internacional energética. Este hecho también influye negativamente en el ritmo de disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> durante los años 2027-2029, a pesar de que se mantiene el ritmo de instalación renovable.

En la Figura 41 se muestra una conclusión interesante del cierre nuclear. La gráfica representa la producción por ciclos combinados para la semana sintética de los años 2026 y 2029. Se aprecia que a pesar de que en 2029 la producción anual de los ciclos es menor que en 2026, se tienen puntas de producción mayores en 2029 que en 2026. Para comprobarlo, ver las primeras horas de la semana sintética de ambos años de la Figura 41. Esta situación no provoca que suba directamente el precio marginal del mercado, porque todos los ciclos combinados ofertan a un precio muy similar debido a la equidad de costes variables de operación.

Esto sucede debido al cierre parcial de la nuclear, que provoca que, ante momentos de producción renovable baja, se necesite que tecnologías despachables suplementen esa falta de generación. Es decir, la reducción de la potencia nuclear instalada hace que puntualmente se necesiten mayores picos de producción de los ciclos combinados. Los picos de producción cada vez mayores de los ciclos combinados llevan a cuestionarse su rentabilidad. Es por este motivo que los precios de captura de las tecnologías pasa a ser de relevancia en el análisis del PNIEC. Este debería ser mayor que los costes variables para cada tecnología, con el objetivo de que estas sean rentables. En general, es de especial interés comprobar si los objetivos del PNIEC permiten que las tecnologías del mix energético sean capaces de cubrir los costes de producción (coste variable más coste de arranque de parada) mediante los ingresos que reciben. En el caso que no se cubran, el análisis realizado ayudará a rediseñar los mecanismos de pago por capacidad.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

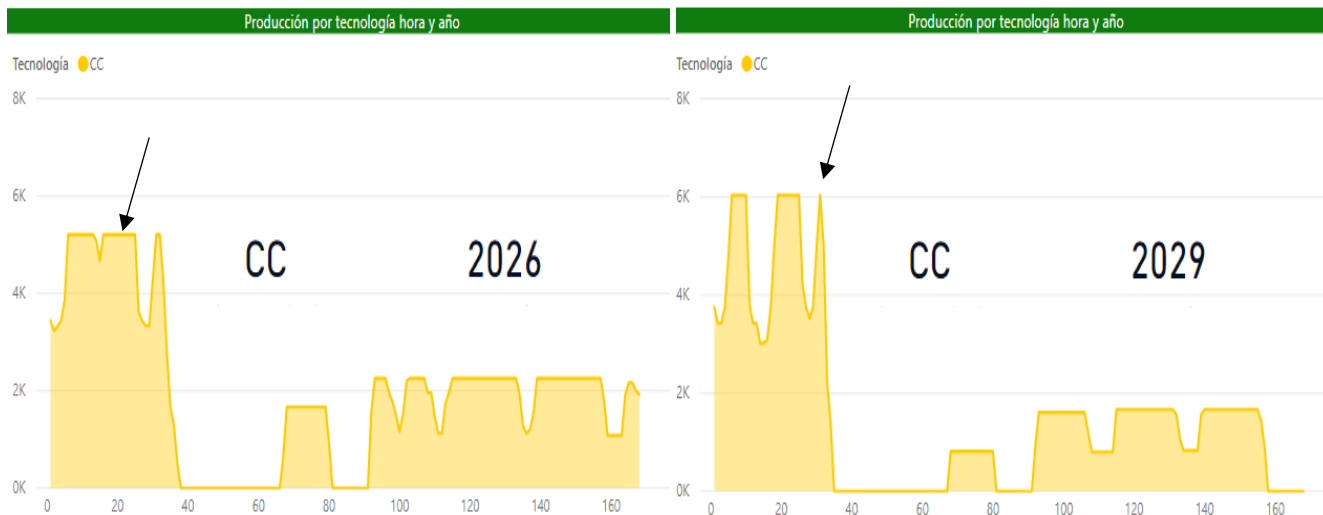


Figura 41. Producción anual por ciclos combinados (MW)

Tras haber mostrado la producción por ciclos combinados de la semana sintética y con el objetivo de visualizar con mayor detalle las puntas que se producen en la producción por ciclos combinados, se presenta la Figura 42. Esta muestra un zum del día en el que se producen los picos máximos de producción en la semana sintética para ambos años.

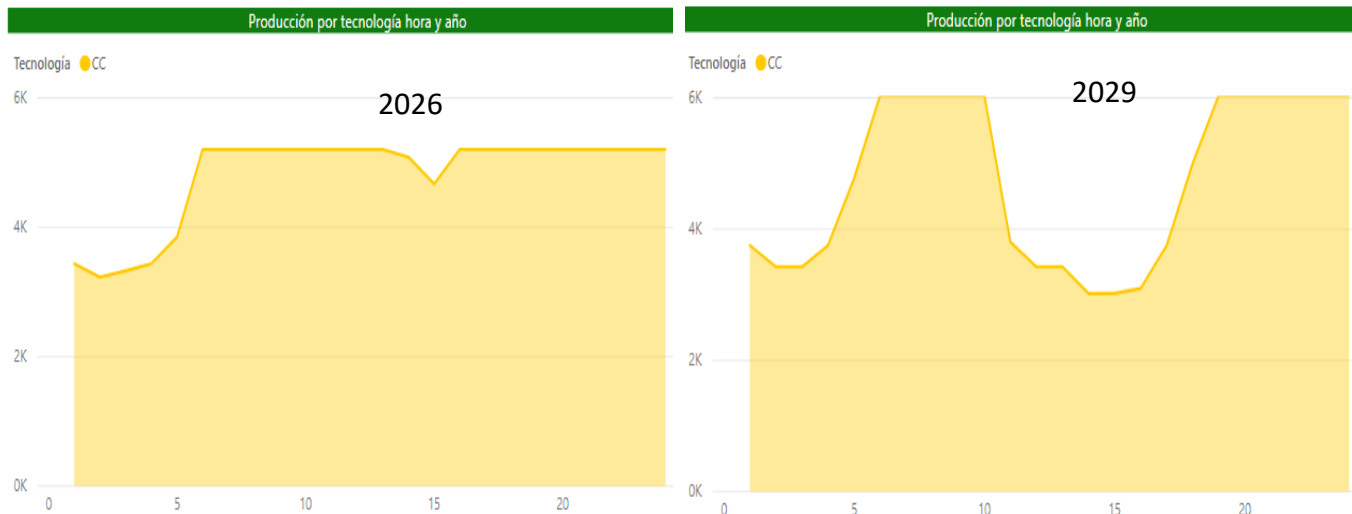


Figura 42. Producción media diaria por ciclo combinado (MW)

El cierre nuclear aumenta la producción de los ciclos combinados durante las horas de nula generación solar. Durante las horas con escasa generación renovable, el sistema requiere aún más si cabe de los ciclos combinados para cubrir la demanda.

Por otra parte, el incremento considerable en la potencia solar fotovoltaica instalada provoca que en 2029 esta desplace parcialmente a los ciclos durante las horas con incidencia solar. Por lo tanto, el PNIEC avanza hacia una mayor dependencia renovable, que provoca que en horas de escasez renovable se requiera de los ciclos combinados para asegurar el suministro. Por ello, habrá mayor número de arranques y paradas de los ciclos combinados con su incremento correspondiente de los costes variables y de mantenimiento.

La Figura 43 muestra la producción media por tecnología para cada hora del día. El aumento de la potencia renovable, y en especial el de la potencia solar, es positivo para reducir la producción de los ciclos combinados y la cogeneración durante las horas con mayor incidencia solar. El código de colores es el mismo que el utilizado en las anteriores gráficas (verde: eólica, solar: rojo, nuclear: gris, hidráulica: azul).

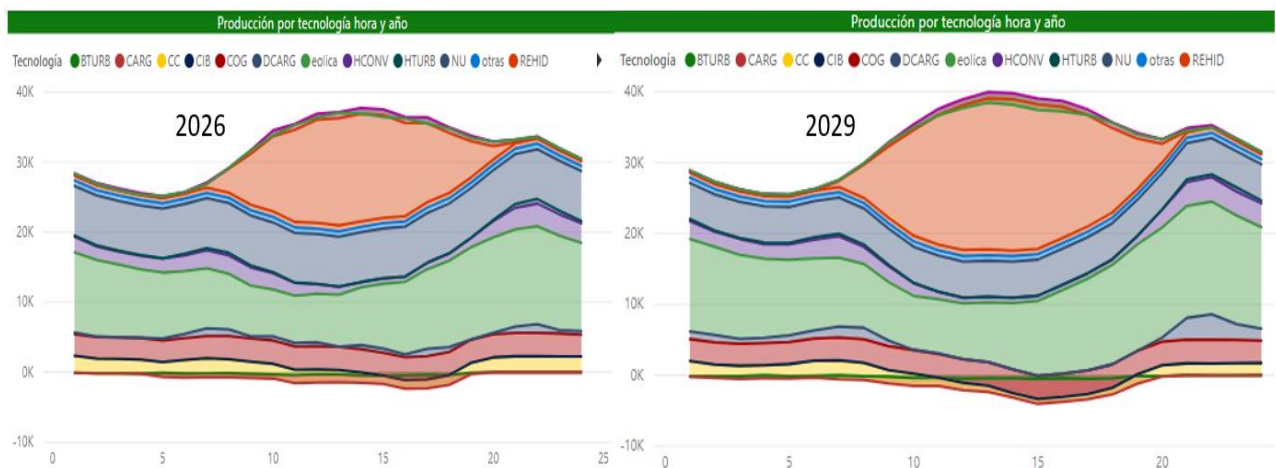


Figura 43. Producción media diaria por tecnología para los años 2026 y 2029 (MW)

Por lo tanto, se comprueba lo que se argumentaba: es durante las horas con menor producción renovable (durante la ausencia de sol) cuando se requieren cada vez mayores puntas de producción por ciclos causado por el cierre nuclear.

Con el objetivo de analizar el impacto sobre el consumidor, en la Figura 44 se presenta el precio medio diario horario para el año 2026 y 2029. Claramente se observa el efecto que tiene la solar en la reducción de los precios de casación del mercado al aumentar considerablemente los vertidos durante estas horas. En efecto, durante las horas centrales

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

del día (horas con mayor producción solar) se consiguen precios más baratos en 2029 que en 2026. Esto es debido a que, según se indica en la Tabla 17, en 2029 hay aproximadamente 10.000 MW más instalados de solar.

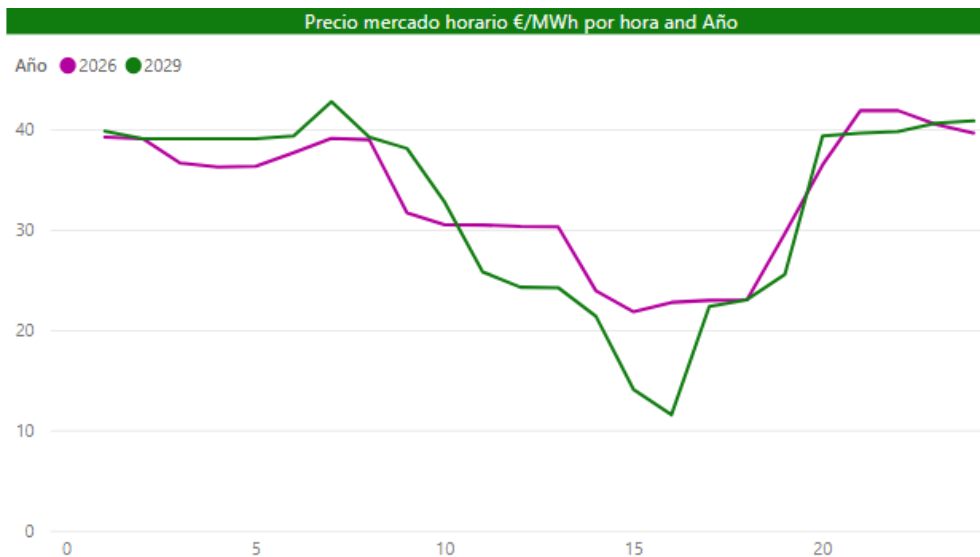


Figura 44. Precio medio diario para 2026 y 2029.

	2026	2027	2028	2029
Eólica	42573	44513	46453	50258
Solar fotovoltaica	25206,6	28700,2	32193,8	36882
Solar termoeléctrica	5303	5803	6303	7303
Hidráulica	14409	14459	14509	14609
Bombeo mixto	2687	2687	2687	2687
Bombeo puro	4737	5262	5787	6837
Biogás	235	235	235	235
Otras renovables	48	56	64	72
Biomasa	933,6	1052,2	1170,8	1677
Carbón	1732	1299	866	433
Ciclo combinado	26612	26612	26612	26612
Cogeneración	4232,4	4091,8	3951,2	3000

Fuel y Fuel gas	2595,6	2410,2	2224,8	2093
Residuos	444,2	418,4	392,6	366,8
Nuclear	<b>7399</b>	<b>7399</b>	<b>6350</b>	<b>3181</b>
Almacenamiento	900	1300	1700	2500

Tabla 17. Potencia instalada según el PNIEC. Elaboración propia

Se puede concluir que la introducción de solar es más significativa sobre el precio que la inversión en eólica. Esto se explica, porque la eólica que introduce el PNIEC por sí sola no es capaz de desplazar a las fuentes de generación térmica que son las que marcan precio diferente de 0 €/MWh en el mercado de casación. Sin embargo, la eólica junto con la solar sí desplazan a los ciclos combinados durante las horas de radiación solar. Este hecho se puede ver con claridad en la Figura 45.

Con el objetivo de indicar con mayor precisión el efecto de la generación térmica sobre la media de los precios horarios, se presenta la Figura 45. Esta compara la generación térmica en los años 2026 y 2029. Durante 2029 hay un porcentaje mayor de horas sin generación por ciclos combinados. Sin embargo, el pico de generación media de los ciclos combinados se produce en torno a las 7 horas y es mayor en 2029 que en 2026. En efecto, el pico se produce en una hora singular, debido a que actualmente este sucede entre las 20 y las 21 horas del día.

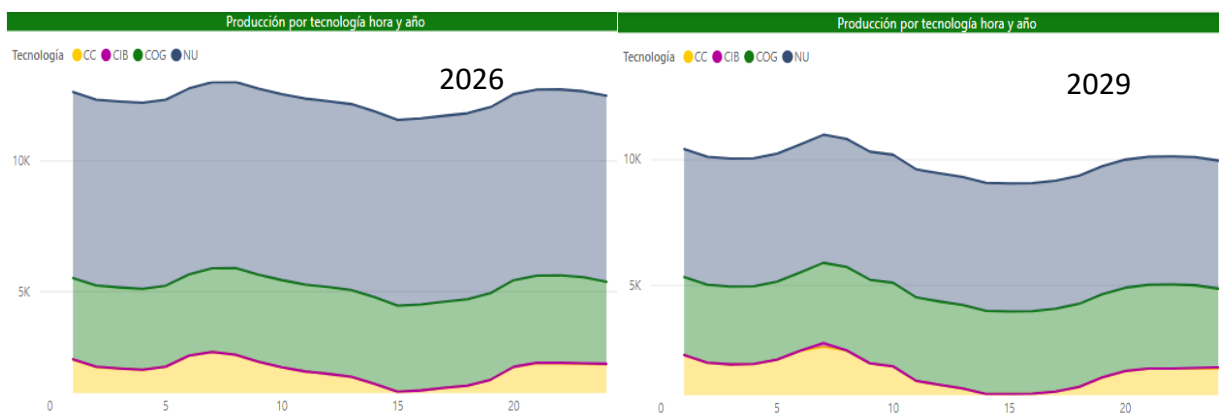


Figura 45. Producción horaria media diaria por las tecnologías térmicas (MW)

Como conclusión de este segundo periodo (2026-2029), se avanza por el buen camino de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> (ver Figura 46. Penetración renovable en el mix

Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico energético 2026 y 2029). Sin embargo, la nueva instalación de renovable no consigue reducir las emisiones de CO2 al mismo ritmo que en el período 2021-2026. Esto es debido al cierre parcial de los reactores nucleares, centrales que dan estabilidad al sistema y no emiten CO2. Por lo tanto, el esfuerzo inversor en renovable ya no se ve tan compensado como se veía en el periodo anterior, en especial en lo referente a los objetivos del PNIEC. Estos objetivos son:

1. Los objetivos de reducción de las emisiones (sostenibilidad ambiental)
2. La reducción de la dependencia energética (sostenibilidad energética)
3. La mejora de la competitividad (sostenibilidad económica)

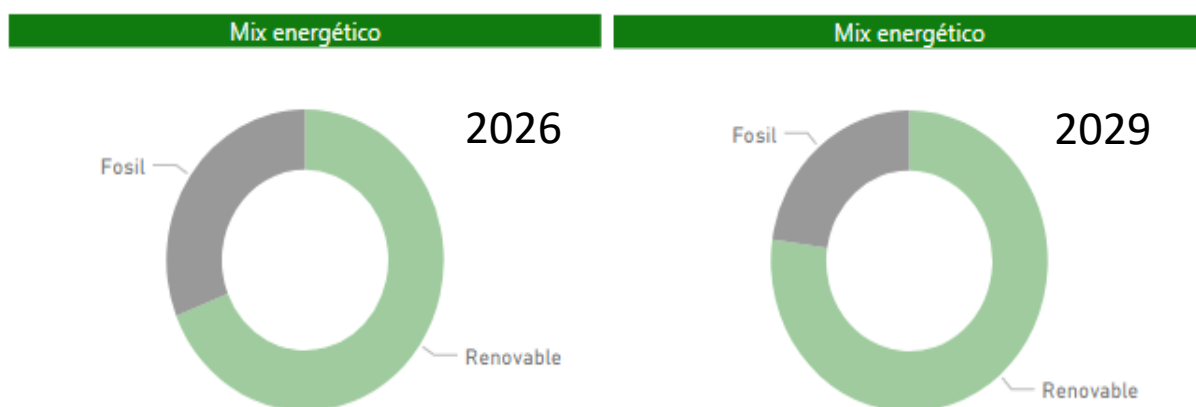


Figura 46. Penetración renovable en el mix energético 2026 y 2029

El efecto del cierre nuclear es negativo para la seguridad de suministro del sistema eléctrico, así como en la reducción de las emisiones de CO2 y en la reducción de los precios medios anuales de mercado. Además, crea un efecto negativo sobre la rentabilidad del sistema, al provocar picos muy elevados y cortos de generación fósil para paliar la alta penetración de renovables. Este incremento de la variabilidad de la producción fósil aumenta los costes variables y de mantenimiento.

## 5. Periodo 2029 – 2030

Como muestra la Figura 48, en el periodo 2029-2030 el precio del mercado eléctrico sufre un repunte de 6 €/MWh hasta volver a los valores de 2021. Es decir, el camino positivo realizado durante los años anteriores del PNIEC (2021-2029), consiguiendo el abaratamiento del sistema eléctrico, es deshecho en un único año (2030). Se puede afirmar que la causa del repunte de precio es el cierre nuclear. En efecto, en 2030 ya hay tres centrales que han dejado de funcionar, con el consiguiente incremento de la producción de los ciclos combinados. Como se puede ver en la Figura 47, la tecnología nuclear pasa de ocupar la 3ª posición con un 14,82% a la 4ª posición con un 9,33% del mix energético.

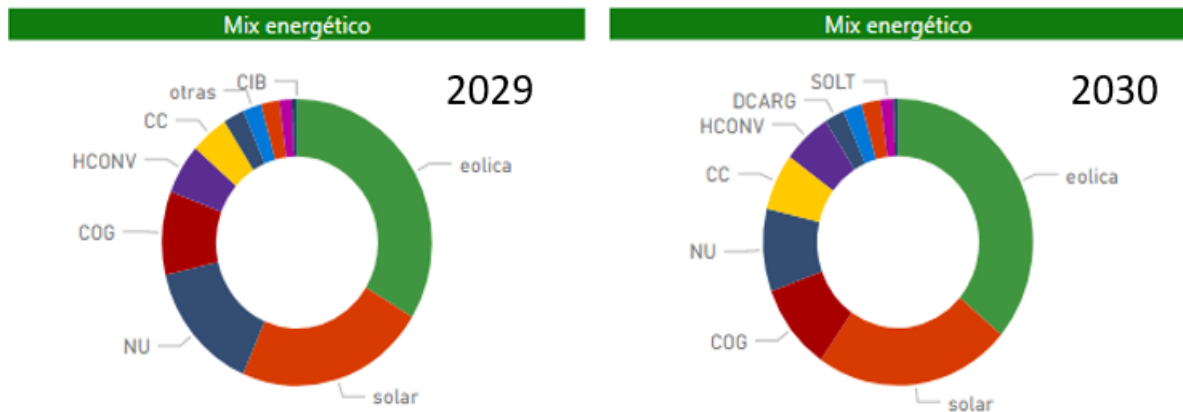


Figura 47. Evolución del mix energético 2029 – 2030

El repunte del precio es considerable, se incrementa en un solo año en más de un 15%, como se puede apreciar en la Figura 48. Aunque ya se ha argumentado que el cierre de la nuclear es el causante del repunte del precio medio del mercado eléctrico en 2030, es de interés analizar cuál es la coyuntura del sector eléctrico en ese año. Esto es, ver la evolución de los vertidos, la producción horaria por tecnologías y los precios medios diarios.



## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

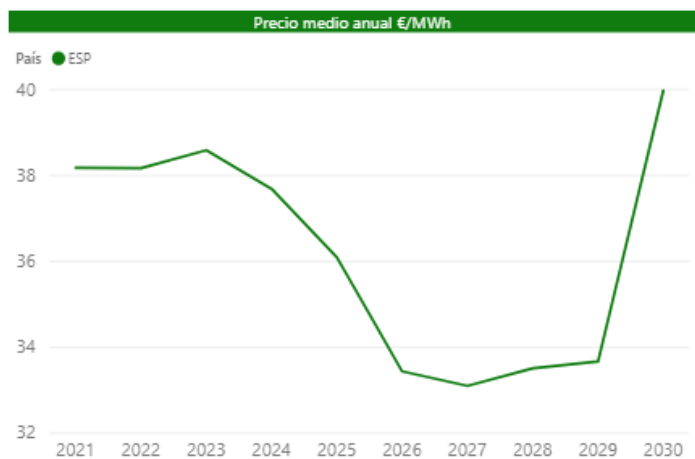


Figura 48. Precio de mercado horario 2029-2030.

Analizando los precios del mercado horario de la semana sintética mostrados en la Figura 49, se aprecia una clara diferencia entre los años 2029 y 2030. En 2030 hay un porcentaje considerablemente menor de horas de la semana sintética de simulación con precios de mercado nulos. En efecto, una consecuencia clara del cierre nuclear es la reducción de los vertidos del sistema eléctrico. La reducción de los vertidos está también influenciada por el incremento de la potencia instalada de baterías. Posiblemente si se evitara el cierre nuclear, el número de horas con vertidos sería mucho mayor que en los años anteriores al cierre. Esta situación sería negativa para las empresas generadoras, ya que haría dudosa su rentabilidad al disminuir su retribución. Probablemente afectaría a la inversión en renovable.

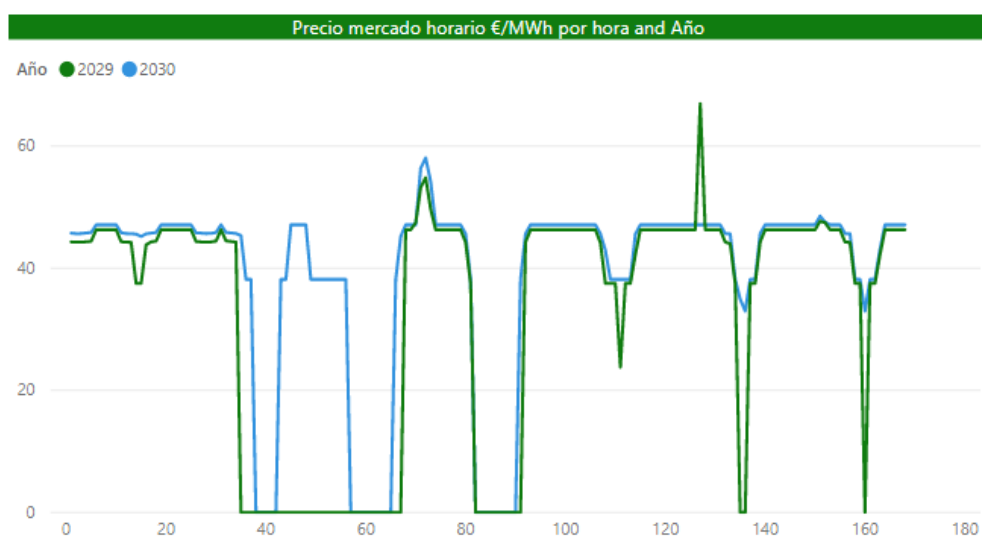


Figura 49. Precio de mercado horario en el periodo 2029-2030.

Como ya se ha comentado, el cierre nuclear provoca menores vertidos, y por tanto menor número de horas con precios de mercado nulos. La Figura 50 muestra la evolución de los vertidos en el periodo 2021-2030. Los vertidos corresponden al sobrante de energía que no puede aceptar el sistema y se representan con valores negativos

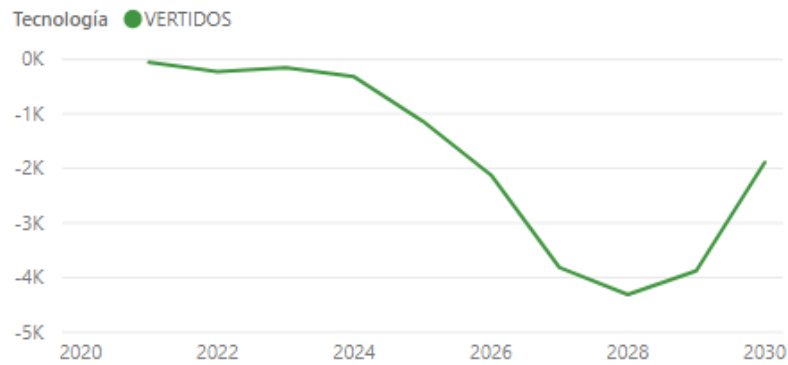


Figura 50. Vertidos anuales (GWh)

En relación con el análisis de los vertidos en 2030, se muestran las siguientes gráficas de la Figura 51 que indican la distribución horaria de los vertidos durante un día medio. Se observa como las horas con vertidos en 2029 y 2030 se concentran durante las horas centrales del día, con presencia de luz solar. A pesar de que para el año 2030 ya hay tres reactores nucleares cerrados, aún en 2030 hay vertidos en las horas centrales del día. Por último, destacar que durante las horas de penumbra se requiere mayor cantidad de ciclos combinados en 2030 que en 2029.



Figura 51. Evolución de los vertidos 2029-2030

En la Figura 52 se muestra la evolución de la producción de los ciclos combinados. Como ya se ha justificado, en 2030 hay un pequeño repunte de producción. De hecho, el cierre nuclear causa que aumente ligeramente la dependencia energética sobre el gas natural.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

Este hecho conduce a pensar que el cierre nuclear provoca un repunte en las emisiones de CO2. Sin embargo, en la Figura 55 se ve como esto no sucede.

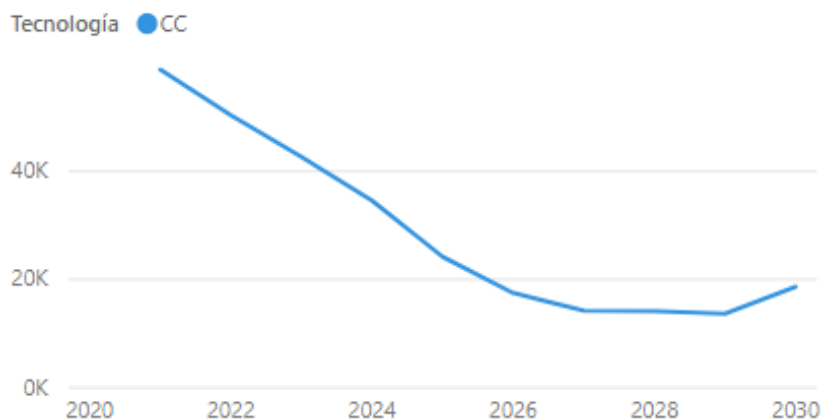


Figura 52. Evolución de la producción de los ciclos combinados en GWh

Con el objetivo de analizar la distribución de la generación térmica, se muestran las gráficas de la Figura 53 que indican la producción media diaria térmica en 2029 y 2030. El criterio de colores es: gris representa a la nuclear, amarillo representa a los ciclos combinados y en rosa (“otras”) se representa la cogeneración. Se observa que la producción debida a la térmica del carbón es nula. Esto es debido a los elevados precios del mercado de emisiones para 2029 y 2030 que elimina su rentabilidad

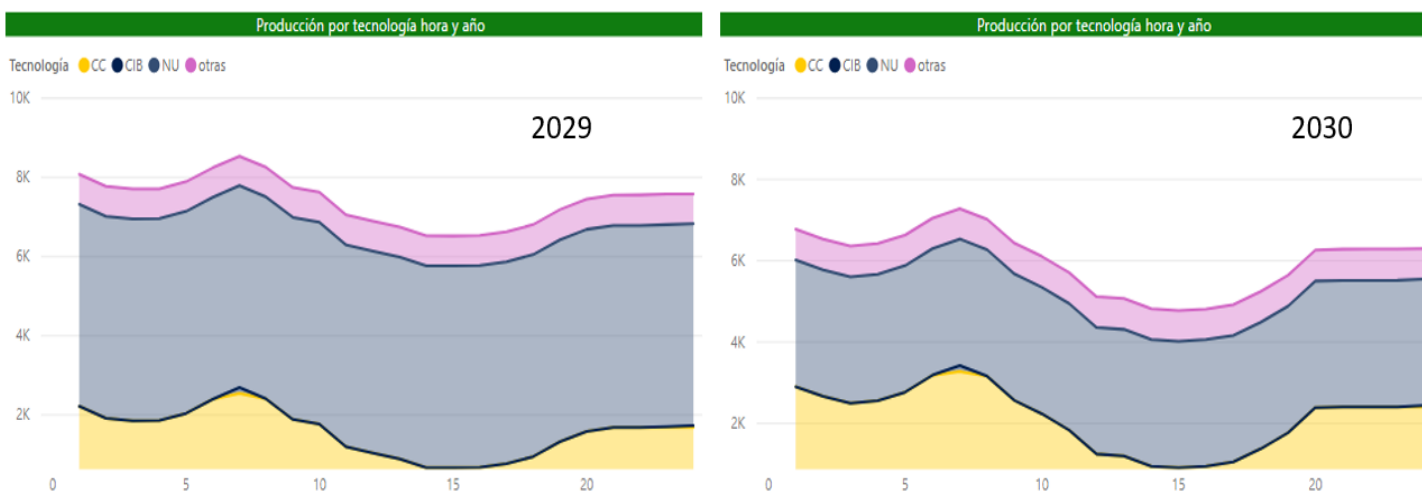


Figura 53. Producción media diaria de fuentes fósiles.

Se puede apreciar que durante las horas centrales del día la producción media por ciclos combinados es nula para ambos años (2029 y 2030). Sin embargo, durante las horas de ausencia de sol, esta se ve incrementada ligeramente en 2030 para suplir la falta de nuclear. Esto lleva a pensar que la emisión de CO2 se verá incrementada. Cabe remarcar que el número de horas que están los ciclos combinados marcando precio es lo que tiene verdaderamente impacto sobre el precio medio de casación del mercado.

Con el objetivo de analizar el porcentaje de horas con producción de los ciclos combinados, se muestra la Figura 54 en la que se indica la producción horaria de los ciclos combinados para la semana sintética de los años 2029 y 2030. Se aprecia que la tendencia ya vista en el periodo anterior (2026-2029) provocada por el cierre nuclear es si cabe más pronunciada. Esto es, el cierre nuclear incrementa los picos de potencia producida por el gas natural y aumenta el porcentaje de horas con producción.

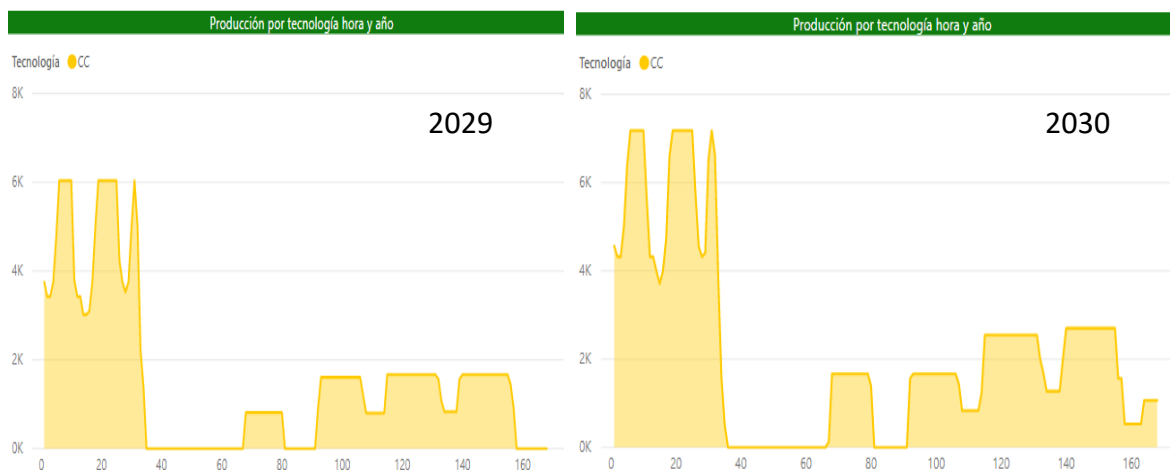


Figura 54. Producción por ciclos combinados para los años 2029 y 2030

El hecho de que en 2030 haya un incremento del precio medio de mercado se puede justificar por el incremento del número de horas en las que los ciclos combinados están marcando precio de mercado. Como se aprecia en la Figura 54, el porcentaje de horas en 2029 con ausencia de producción por ciclos combinados es el 33% frente al 25% en 2030.

El cierre nuclear también en este periodo (2029-2030) causa un estancamiento de la reducción de las emisiones. En efecto, a pesar de continuar con el ritmo de instalación de potencia renovable presente en otros periodos, no se consigue reducir la emisión de CO2.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

El estancamiento de la evolución de las emisiones anuales de CO2 es consecuencia directa del incremento de la producción anual de los ciclos combinados.

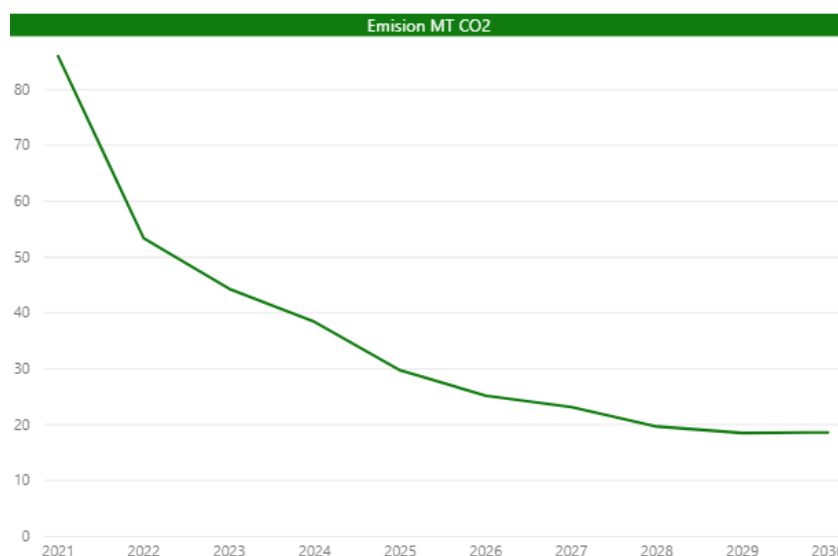


Figura 55. Emisiones anuales de CO2

Como conclusión del análisis de este último periodo se puede afirmar:

1. La estrategia de reducción de las emisiones de CO2 se ve muy frenada en el año 2029, causada por el cierre de 3 de los 7 grupos nucleares presentes en el sistema eléctrico español.
2. En este periodo (2029-2030) se produce un incremento de 6 € del precio medio anual del sistema. Por lo tanto, no se alcanza un escenario más favorable para el consumidor final.
3. En este mismo periodo aumenta la dependencia energética del sector eléctrico sobre el gas natural con el incremento de la producción de los ciclos combinados.

## 6. 1º Escenario: Simulación del PNIEC con precios de CO2 constantes

*Objetivo: simulación del PNIEC con precios del mercado de CO2 constantes (15,5€/tCO2) para comparar sus efectos en el sector eléctrico con respecto a los precios de las emisiones utilizadas por el Caso Base.*

### 6.1. Motivación de escenario

Según afirma el informe de la Comisión de Expertos [11], aludiendo a los análisis realizados para estudiar la influencia del mercado del CO2 con respecto al mercado eléctrico: “es notoria la variación del precio eléctrico con la variación de la tasa, pero no hay variación significativa en el despacho económico alcanzado”.

Esta afirmación indica que el precio del CO2 pierde su carácter de influenciar sobre la generación de CO2. Es decir, si el carbón no entra en el mix no se altera el orden de mérito de las tecnologías y por tanto el precio del CO2 solo afecta al precio de mercado, pero no al despacho. Solo si la simulación se resuelve con inversiones afectaría al sector porque para precios de CO2 mayores se adelantarían las inversiones en renovables. Eso sucederá siempre que la demanda eléctrica sea inelástica o no muy elástica.

### 6.2. Introducción

La motivación principal del PNIEC es reducir las emisiones de CO2, con el objetivo de minimizar el impacto del sector eléctrico sobre el medio ambiente. El PNIEC está enmarcado dentro de una hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica con horizonte en 2050. Concretamente, la Comisión Europea de Acción por el Clima tiene como objetivo reducir las emisiones de CO2 en un 40% para el año 2030 con respecto a 1990.

A tal efecto se implementa un Mercado de Derechos de Emisión, que en la Unión Europea recibe el nombre de Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea. Mediante este mecanismo se potencia la reducción de los gases de efecto invernadero incentivando fuentes de energía más limpias.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

Por este motivo, se trata de analizar en este escenario la efectividad del mercado de CO<sub>2</sub> en la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Este mercado será beneficioso en caso de que produzca un desplazamiento en el mix energético hacia tecnologías más limpias y se cumpla con los objetivos establecidos por el PNIEC consiguiendo precios marginales del sector eléctrico competitivos.

Hasta la fecha, el mercado de CO<sub>2</sub> junto con el incremento de la potencia renovable instalada y la caída de los precios del gas natural han tenido un efecto relevante en la pérdida de relevancia del carbón en el mix energético del MIBEL. Se ha conseguido que el carbón pase de representar el 14,3% del mix en 2018 a un 5% en 2019 [28]. Por estos motivos, los ciclos combinados han visto incrementados su uso pasando a ser la principal tecnología del 2019. Es decir, los ciclos combinados han pasado de representar un 11,5% en 2018 a un 21,9 % de la generación del sistema eléctrico nacional.

Por consiguiente, esta situación descrita, que engloba a la térmica del carbón y que reduce drásticamente sus ingresos, provoca que ya en el año 2020 numerosas compañías con instalaciones hayan solicitado cierres previos.

En el Caso Base se evidencia como el precio del CO<sub>2</sub> reduce el peso de las centrales térmicas de carbón. En caso de que en las simulaciones de este 1º Escenario se verifiquen que el incremento de la tasa de CO<sub>2</sub> no sirve para disminuir las emisiones, se considerará que el incremento del precio del CO<sub>2</sub> solo provoca un incremento de los costes de todo el sistema eléctrico. Sin embargo, unos precios de CO<sub>2</sub> mayores implican que haya un mayor interés de inversión en renovable, puesto que los precios del mercado eléctrico se verán incrementados. Aun así, en las simulaciones se ha limitado a indicar como entrada la potencia a instalar que indica el PNIEC. Es decir, es cierto que una tasa elevada al CO<sub>2</sub>, aunque no modifique la cantidad de emisiones, provoca una señal económica para la instalación de tecnologías libres de emisiones.

Por estos motivos, en la simulación del 1º Escenario se tratará de comparar el impacto económico sobre cada tecnología en lo referente a los precios de captura medios con respecto la simulación del PNIEC. En efecto, como se ha visto en la simulación del PNIEC, una mayor penetración de energías renovables consigue reducir los precios marginalistas

del mercado eléctrico. Es por esto por lo que los ingresos de las tecnologías instaladas caen, especialmente durante las franjas horarias en las que los ciclos combinados no entran en la casación.

En el escenario 1 se impone un precio del CO<sub>2</sub> equivalente a **15,5 €/tCO<sub>2</sub>** constante para todos los años de aplicación del PNIEC. Este precio corresponde con el precio previsto por el PNIEC para 2020. Se pretende ver el efecto que tiene sobre el mercado eléctrico el hecho que la tasa del CO<sub>2</sub> se mantenga constante y baja. A tal fin, analizar cuál es el efecto que se tiene sobre el precio del mercado eléctrico, el mix energético o sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>. Además, se compara con los resultados del Caso Base que imponen la tasa de CO<sub>2</sub> propuesta por el PNIEC.

### 6.3. Resultados de la simulación del 1º Escenario y comparación con el Caso Base

---

Las entradas a insertar al modelo CEVESA y las salidas a analizar para el 1º Escenario son:

**Entrada:** Precios de las emisiones de CO<sub>2</sub> constante (15,5 €/tCO<sub>2</sub>), años de cierre de centrales térmicas y evolución de la demanda; todo esto, excepto la tasa a las emisiones de CO<sub>2</sub>, según lo impuesto por el PNIEC.

**Salidas:** Toma relevancia analizar las emisiones totales de CO<sub>2</sub> y compararlas con el Caso Base para analizar la efectividad del mercado de CO<sub>2</sub>. También es interesante analizar las diferencias en cuanto a producción por tecnología y sus respectivas relevancias en el mix energético, así como el precio medio de casación del mercado eléctrico y los precios de captura.

---

En primer lugar, se presenta la evolución media de precios de mercado anual €/MWh mostrándose en la izquierda el Caso Base, con los precios del mercado de CO<sub>2</sub> mostrados en la Tabla 18. En la derecha se muestra el 1º Escenario en el que el precio de CO<sub>2</sub> se mantiene constante en 15,5 €/tCO<sub>2</sub>.



## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

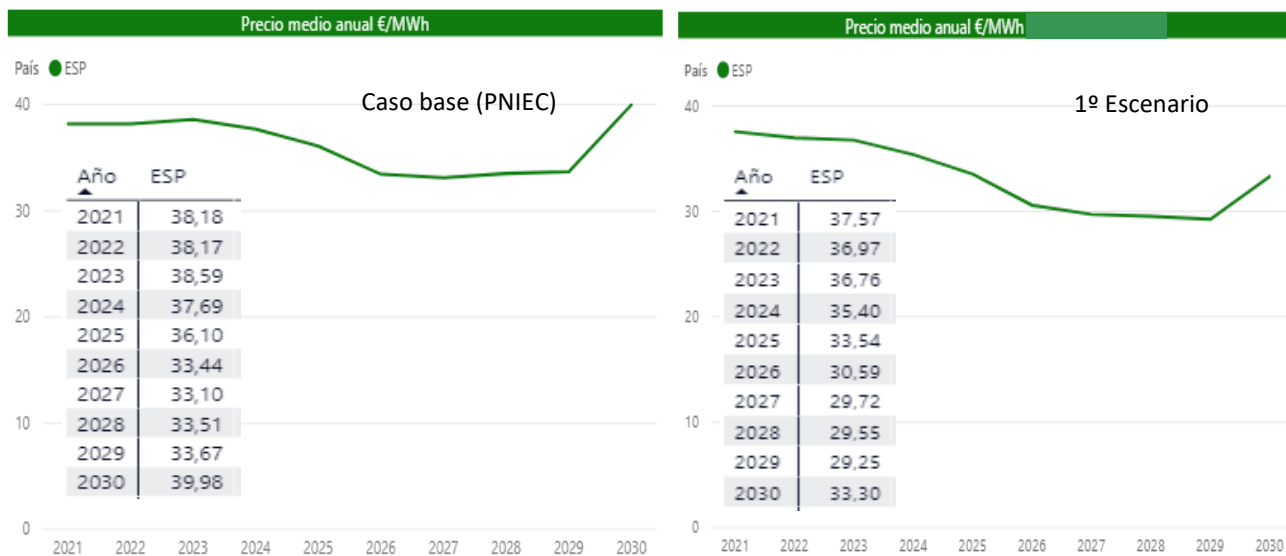


Figura 56. Comparación de los precios medios de mercado para el Caso Base y el 1º Escenario.

En la Figura 56 se evidencia que a medida que el precio del CO<sub>2</sub> aumenta para el Caso Base, la diferencia de precios del mercado eléctrico medio anual entre el Caso Base y la 1º Simulación se ve incrementada. En la Tabla 18 se muestra la previsión de precios del mercado de emisiones del CO<sub>2</sub>.

Precios internacionales de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (Unidades: € a precios constantes de 2016/ tCO <sub>2</sub> )				
Año	2015	2020	2025	2030
Coste del derecho de emisión	7,8	15,5	23,3	34,7

Tabla 18. Proyección del coste del derecho de emisión por el PNIEC. Fuente: [25]

De hecho, la diferencia entre los precios medios de mercado del Caso Base y del 1º Escenario (Figura 56) llega a su máximo en 2030 con 6,6 €/MWh de diferencia. Es decir, con un precio del CO<sub>2</sub> de 34,7 €/tCO<sub>2</sub> (según propone el PNIEC para 2030) frente a 15,5 €/tCO<sub>2</sub> del 1º Escenario, el precio de mercado eléctrico varía en 6,6 €/MWh. Es decir, se tiene un precio de casación medio aproximadamente un 20% más barato para el 1º Escenario.

Con el objetivo de analizar el impacto del precio del mercado de emisiones sobre el mercado eléctrico horario, se muestran las gráficas de la Figura 57. Estas indican el precio medio horario durante 24 horas para el año 2030. Hay una clara diferencia de precios horarios entre ambos casos comparados, especialmente durante las horas con mayor

predominio de producción de los ciclos combinados. Durante las horas con nula incidencia solar, la diferencia entre precios medios llega a ser de 10 €/MWh. Durante las horas con incidencia solar, la diferencia de precios media está en torno a los 5 €/MWh. Este es un hecho relevante, pues implica que las tecnologías que produzcan en las horas de sol como la solar fotovoltaica o la solar térmica, se verían afectadas económicamente en menor medida en caso de que el precio del CO2 se mantuviera constante. Sin embargo, tecnologías como la nuclear o la eólica con presencia a lo largo de las 24 horas del día, verían como la retribución durante las horas con ausencia de sol cae significativamente.

Todo esto es debido a que precios bajos de CO2 causan precios de casación menores durante las horas con casación de los ciclos (especialmente durante la noche). Durante aquellas horas en las que las tecnologías que cierran la casación son libres de emisiones (durante el mediodía), el precio de mercado no se ve tan afectado si se compara el Caso Base y el 1º Escenario.

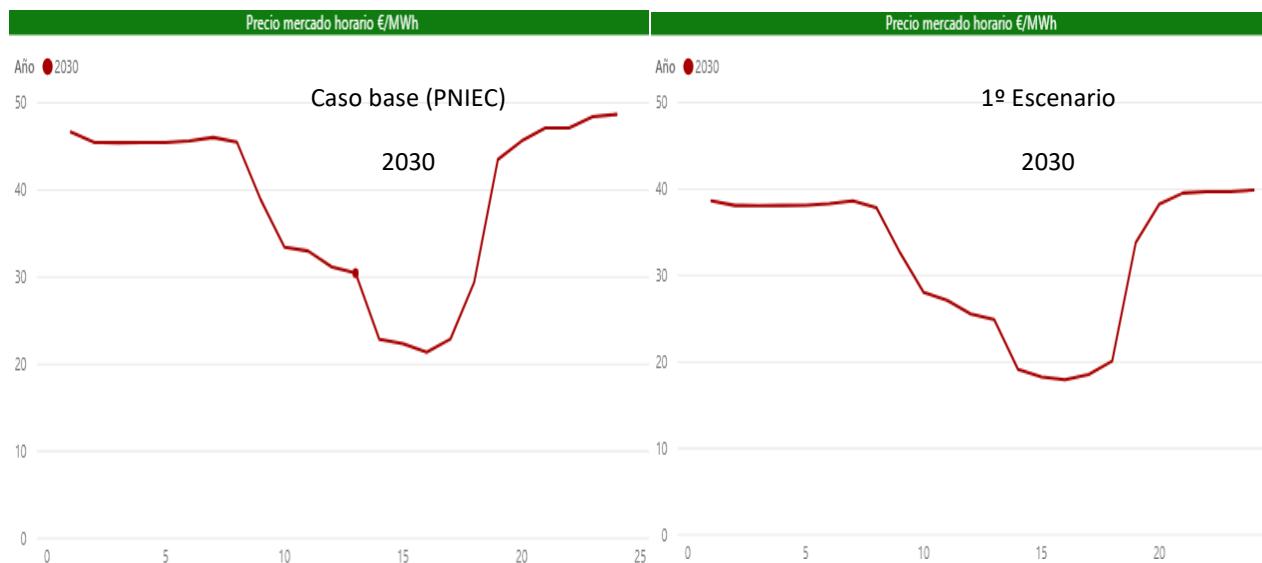


Figura 57. Comparación de los precios de mercado horarios para el Caso Base y el 1º Escenario.

Según los resultados de ambas simulaciones, la tasa de CO2 no produce un desplazamiento de las tecnologías del mix. Este hecho está influenciado por los bajos precios del gas natural, que provocan que tampoco en el 1º Escenario (precios bajos de CO2) no entre el carbón en el mix. Posiblemente, el mix energético de este primer escenario serían muy

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

diferentes si el precio del gas natural se incrementara significativamente. De esta forma, la térmica del carbón sí podría llegar a tener un mayor peso.

Sin embargo, con los precios de las materias primas en el año 2020, se niega la utilidad del mercado de emisiones para conseguir el objetivo de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, en referencia con los resultados obtenidos en las simulaciones. Esto es, comparando las emisiones de la simulación del Caso Base y del 1º Escenario, los resultados obtenidos en las emisiones en uno y otro son idénticas.

Por este motivo, se centra ahora el análisis en los términos económicos que impone el escenario. En la siguiente gráfica se muestran los precios de captura para el Caso Base del PNIEC (izquierda) y el 1º Escenario (derecha).

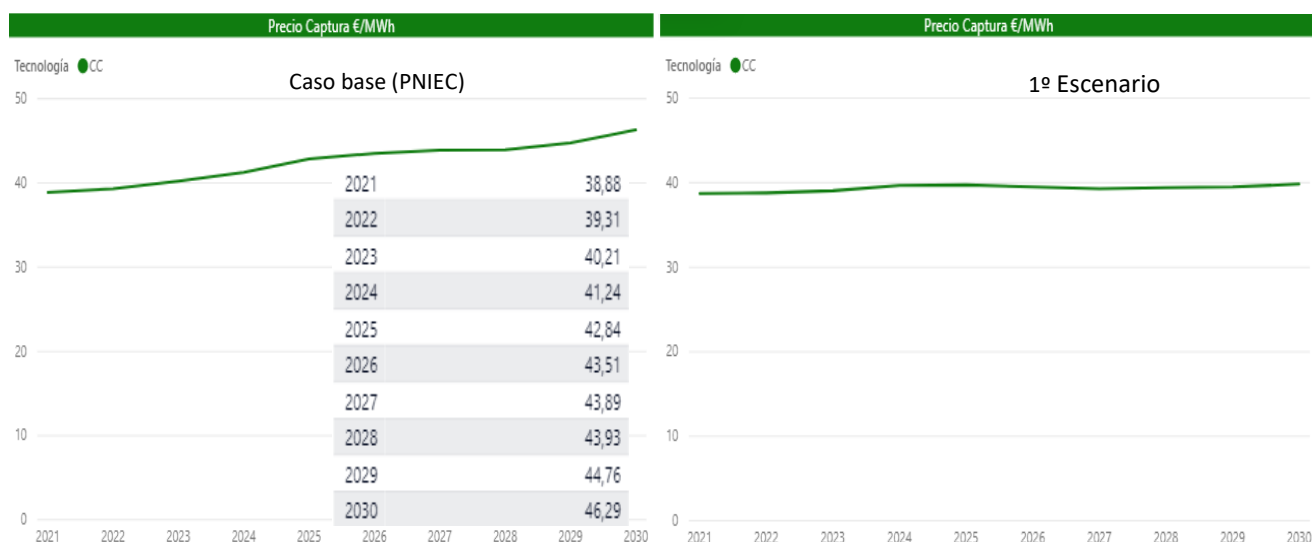


Figura 58. Precios de captura de los ciclos combinados.

En la Figura 58 se aprecia que en el 1º Escenario los precios de captura de los ciclos son constantes a lo largo de los años de aplicación del plan, a falta de introducir la inflación y cualquier variación en el precio variable de operación. Sin embargo, en el Caso Base, el precio creciente del mercado de CO<sub>2</sub> provoca que el precio de captura haya incrementado en aproximadamente 8 €/MWh para el año 2030 con respecto al año 2021. A diferencia de las tecnologías libres de CO<sub>2</sub>, los ciclos no se benefician del incremento del precio de captura del Caso Base, ya que esta diferencia va destinada a cubrir el incremento del precio del CO<sub>2</sub>.

En las gráficas de la Figura 59 se presentan los precios de captura de la tecnología solar. Comparando el Caso Base con el 1º Escenario, el hecho que los ciclos combinados oferten más barato y marquen precio perjudica a los precios de captura de la solar. De hecho, la diferencia entre los precios de captura medios obtenidos en el PNIEC y los del 1º Escenario aumenta año tras año. En efecto, en el 1º Escenario la tecnología solar en 10 años perdería alrededor del 50 % de su retribución media por MWh, que quedaría en 23,94 €/MWh para el año 2030 si la tasa de CO2 se mantiene constante en 15,5 €/MWh.



Figura 59. Comparación de los precios de captura de la tecnología solar.

Sin embargo, como se ha observa en la Figura 57, que muestra la distribución de precios medios horarios, son las horas con radiación en las que la brecha de compensación media unitaria entre ambos escenarios (Caso base y 1º Escenario) es menor debido al menor porcentaje de horas con producción por los ciclos combinados. Por otra parte, son las horas

Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

del atardecer y de madrugada cuando las diferencias de retribución son mayores entre ambos casos debido que durante estas horas cierran la casación principalmente los ciclos.

Por último, la eólica y la nuclear sufren una coyuntura muy similar a la que sufre la solar. Es decir, hay una diferencia significativa de retribución entre ambos escenarios más importante a medida que se encarece la tasa del CO<sub>2</sub>.

Como conclusión de este escenario, comparando el Caso Base y el 1º Escenario:

1. El incremento de la tasa de CO<sub>2</sub> no influye en el mix energético si la inversión en potencia renovable es fija, es decir, si es una entrada al modelo de simulación.
2. Si la inversión está fijada, el precio del CO<sub>2</sub> incrementa el precio de casación medio del mercado eléctrico y el precio de captura de las tecnologías del mix. Esto es, uno de los efectos del mercado del CO<sub>2</sub> es el encarecimiento del precio eléctrico.
3. Si se elimina la tasa del CO<sub>2</sub> bajaría el precio medio marginal del sistema. El hecho que caiga la retribución media por MWh es positivo para el consumidor final, pero negativo para los inversores. En efecto, valores decrecientes en los precios de captura son signos negativos para incentivar la inversión.
4. Por último, el Escenario 1 no varía el mix energético ni las emisiones de CO<sub>2</sub> con respecto al Caso Base. Por lo tanto, los objetivos del PNIEC en relación con las emisiones de CO<sub>2</sub> se consiguen con o sin incrementar el precio de las emisiones de CO<sub>2</sub>, siempre que se fijen las inversiones en la simulación.

## 7. 2º Escenario: Simulación del PNIEC sin cierre nuclear

*Objetivo: simulación de los objetivos del PNIEC evitando el cierre nuclear para comparar sus efectos en el sector eléctrico con respecto al Caso Base.*

### 7.1. Introducción

Tras haber analizado detalladamente en el Caso Base los objetivos del PNIEC (Escenario Objetivo) y haber concluido el efecto negativo del cierre nuclear sobre el objetivo de disminución de las emisiones y la dependencia energética, se presentan en este apartado los resultados de las simulaciones del sector eléctrico con la conjetura del PNIEC, pero eliminando el cierre nuclear previsto.

El objetivo de este apartado es analizar los componentes del sistema eléctrico como su mix energético, emisiones, precios de casación entre otros, y ver la influencia de una prórroga de la explotación del parque nuclear, eliminando el cierre de algunos de los reactores previstos por el PNIEC para este periodo (2021-2030). De esta manera, teniendo resultados del funcionamiento del sistema con y sin cierre parcial nuclear será posible comparar el efecto de esta medida.

Según los análisis realizados por la Comisión de Expertos [11] el impacto económico del cierre total de las centrales nucleares antes del 2030 estará en torno a 2000 y 3000 millones de euros para el sector eléctrico. El PNIEC también indica que el cierre nuclear provocará un efecto negativo sobre la garantía de suministro. Sin embargo, argumenta que la potencia instalada de ciclos combinados es suficiente para dar respaldo al sistema en la transición del mix.

### 7.2. Resultados de la simulación del 2º Escenario y comparación con el Caso Base

---

Las entradas a insertar al modelo CEVESA y las salidas a analizar para el segundo escenario son:

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

**Entrada:** Precios del mercado de emisiones de CO<sub>2</sub>, años propuestos para el cierre de centrales térmicas y la evolución de la demanda. Todo esto según lo impuesto por el PNIEC, excepto con respecto a los cierres de centrales nucleares, que se postergan para después de 2030.

**Salidas:** En este escenario cabe comparar en especial con el Caso Base la producción por tecnología y su relevancia en el mix energético, los precios medios de casación del mercado eléctrico, los precios de captura de las tecnologías y las emisiones totales de CO<sub>2</sub>.

Los resultados de este 2º Escenario en lo relativo a precios medios anuales de casación del mercado se muestran en la Figura 60. En la gráfica de la izquierda se presenta la evolución del precio medio anual según el Caso Base y en la gráfica derecha el 2º Escenario. Como el primer cierre nuclear está previsto para finales de 2027, los precios medios anuales del mercado son idénticos hasta el año 2027.

A modo de recordatorio, el Caso Base es el que simula los objetivos del PNIEC, mientras que el 2º Escenario simula el PNIEC sin el cierre nuclear propuesto.

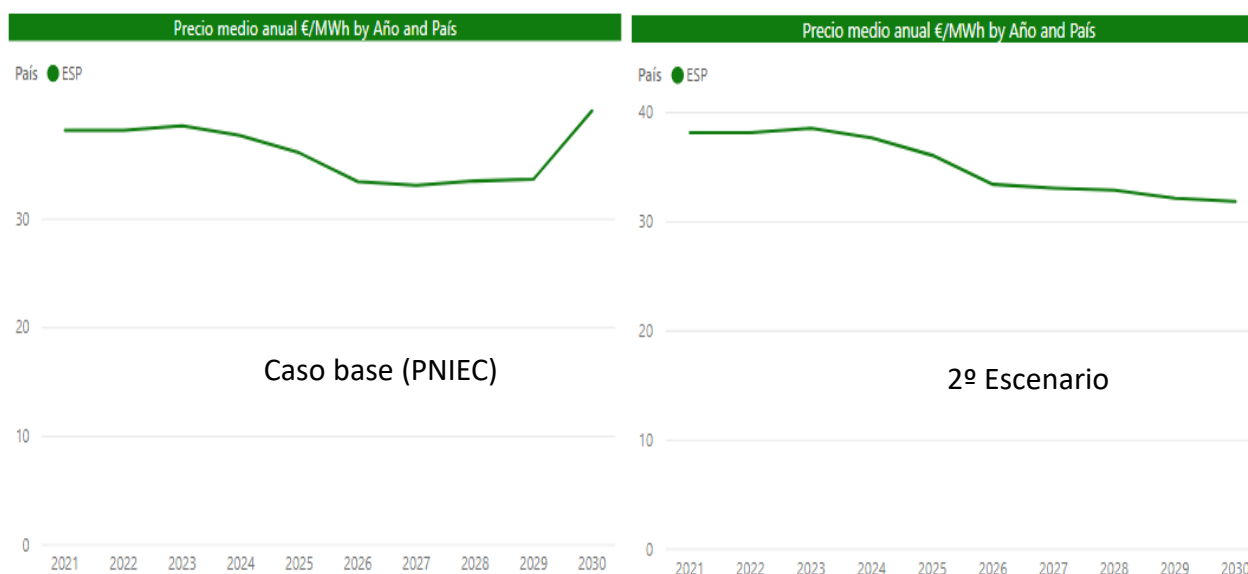


Figura 60. Evolución del precio medio anual comparando la 1ª y 2ª escenarios.

Se aprecia una clara diferencia especialmente en el precio del mercado del año 2030. Para ese año el cierre parcial del parque nuclear (según propone el PNIEC – Caso Base) supone un incremento medio anual de 8,1 €/MWh del precio de casación. Esto implica también para ese mismo año un incremento de 2318 M€ en el coste variable de generación (incremento de los costes del sistema eléctrico). Este incremento del coste del sector hallado mediante la simulación con CEVESA es un valor muy similar al calculado por la Comisión de Expertos, que lo cifra en torno a 2000-3000 millones de euros [11].

En las siguientes gráficas de la Figura 61 se muestran la evolución de precios para la semana sintética para el Caso Base y el 2º Escenario:



Figura 61. Precio horario anual para los años 2029 y 2030.

Mientras que en el Caso Base se reducía el porcentaje de horas con vertidos en el año 2030, y por tanto se reducían el número de horas con valores de mercado nulos; en el 2º Escenario se observa que el mantener la potencia nuclear instalada mantiene el nivel de vertidos. Según afirma el PNIEC, los vertidos de energía provocan pérdidas de ingresos para los generadores que acoplan durante esas horas con vertidos, puesto que no obtienen remuneración. Una mejora de las interconexiones internacionales, una gestión inteligente de la demanda o una mayor capacidad de almacenamiento serían elementos claramente



Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

beneficiosos para minimizar los vertidos y su impacto. En efecto, si hubiera una mayor potencia instalada de baterías, los vertidos podrían ser mejor aprovechados

El aumento de los vertidos visualizado en el 2º Escenario lleva a pensar que afectará negativamente a la inversión y posiblemente no se alcancen los objetivos de instalación marcados por el PNIEC. Cabe destacar que en el análisis de este escenario se ha considerado que las inversiones son de tipo inelástico.

En las siguientes gráficas de la Figura 62 se puede ver la evolución de la utilización de la carga durante el periodo de implantación del PNIEC (2021-2030), comparando el Caso Base y el 2º Escenario.

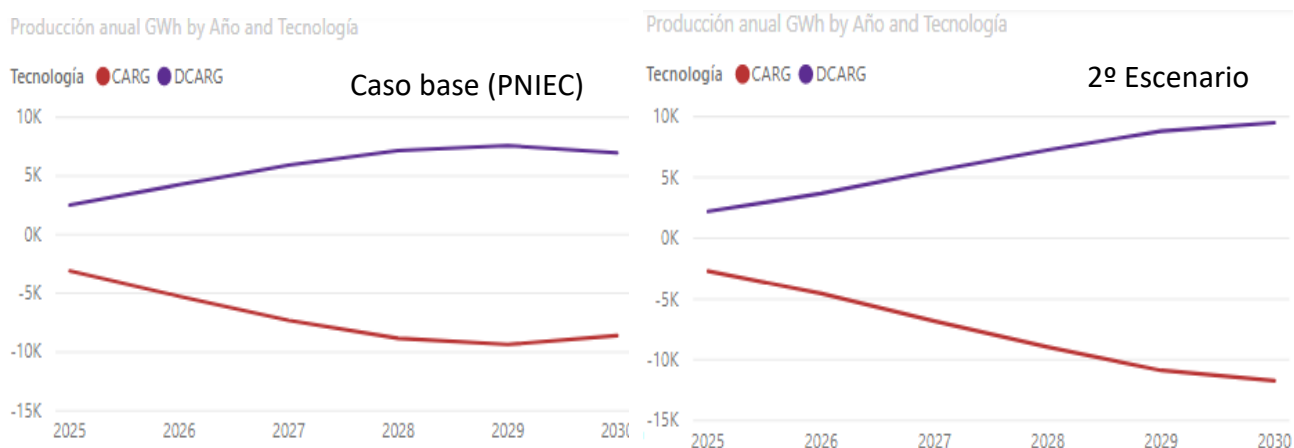


Figura 62. Evolución de la utilización de las baterías.

A pesar de que aumenta la energía de carga y descarga con el mantenimiento de la nuclear (2º Escenario), este incremento no es suficiente para contener el auge de los vertidos. De hecho, los vertidos aumentan en mayor medida que la carga y la descarga (ver Figura 63). Por lo tanto, se evidencia que la potencia instalada de baterías está mejor diseñada para los objetivos del PNIEC (gráfica izquierda – Caso Base). Por este motivo, para el 2º Escenario se recomienda rediseñar la potencia de almacenamiento, con el objetivo de conseguir un mejor aprovechamiento de los vertidos.

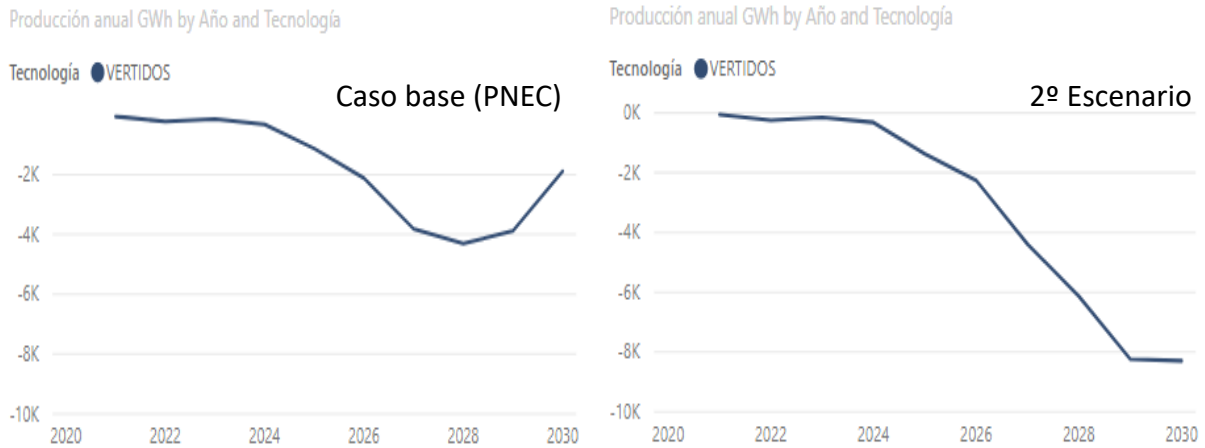


Figura 63. Evolución de los vertidos para cada simulación

En la Figura 64 se valora como en el 2º Escenario el sistema eléctrico es casi capaz de anular los ciclos combinados para 2030. Obviamente esto produce una caída de las emisiones de CO2 y reduce a mínimos la dependencia energética del sistema eléctrico.

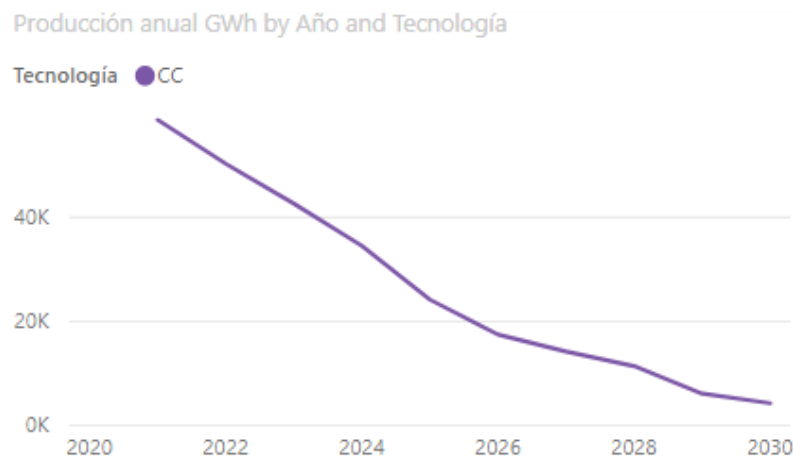


Figura 64. Evolución de la producción de los ciclos combinados en el 2º Escenario

Como se analiza más adelante, el hecho de que en el 2º Escenario haya una menor dependencia de los ciclos debido a una menor producción y un menor número de horas en las que entran en el mix energético, provoca la reducción del precio final. Esta situación será beneficiosa para el consumidor final.

Con el objetivo de analizar en profundidad el mix energético horario de ambos escenarios, en la Figura 65 se compara la producción por fuentes de origen fósil durante la semana sintética de simulación para el Caso Base y el 2º Escenario en el año 2030. En el Caso Base el cierre parcial de la nuclear es parcialmente sustituido por la generación térmica de los

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

ciclos combinados. Por otra parte, en el 2º Escenario, una mayor potencia nuclear evita que se necesite acoplar a los ciclos durante tantas horas. Por este motivo, los ciclos marcan el precio del mercado eléctrico durante un número menor de horas.

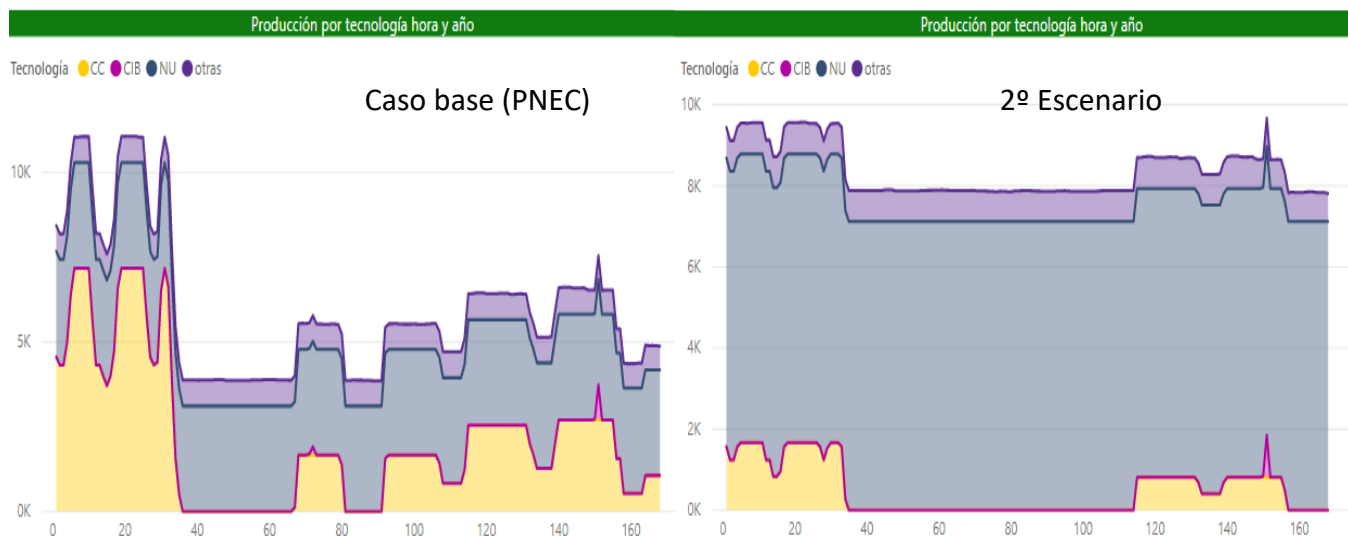


Figura 65. Producción debido a fuentes fósiles en el Caso Base y el 1º Escenario.

Al haber un cambio significativo en el mix energético de ambos escenarios, habrá diferencias significativas en las emisiones del sistema. Por tanto, en la Figura 66 se muestra el nivel de las emisiones anuales para ambas simulaciones. Evitar el cierre nuclear que propone el 2º Escenario causa para el año 2030 la reducción en 5 Mt las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico con respecto al escenario propuesto por el PNIEC. Esta cantidad supone una reducción del 25% de las emisiones del sector eléctrico para ese mismo año.

También se visualiza que en el Caso Base a partir del año 2028 la reducción de emisiones se estanca. Esta situación viene provocada por los bajos factores de utilización de las renovables y el cierre parcial de la nuclear. De hecho, como se observa en la Figura 52, en el año 2030 de la simulación del Caso Base, hay un repunte de la producción por ciclos combinados. Es la dependencia de las energías renovables sobre la climatología lo que implica que los ciclos intervengan en aquellos periodos que cuentan con baja producción renovable. Esta energía es parcialmente generada por la nuclear en el 2º Escenario.



Figura 66. Evolución de las emisiones de CO2

Como conclusión de la comparación del 2º Escenario con el Caso Base, se afirma que:

- El mantenimiento de la actividad nuclear que propone el 2º Escenario proporciona al sistema precios variables de generación más baratos. Por ejemplo, el PNIEC afirma que si se produjera el cierre total de centrales nucleares antes de 2030 el coste variable medio de casación del mercado se incrementaría en 10,1-10,8 €/MWh en el Caso Base. En las simulaciones mediante CEVESA la diferencia de precios entre ambos casos es de 8.1 €/MWh. Este incremento vendría provocado por el aumento de la presencia de otros grupos térmicos, con un mayor número de horas de producción.
- El cierre nuclear propuesto por el PNIEC provoca un estancamiento en la reducción de la dependencia energética con el exterior y en la senda de reducción de las emisiones de CO2.
- Tanto en el 2º Escenario como en el Caso Base se evidencia también una mayor variabilidad del precio del mercado horario a medida que aumenta la potencia renovable instalada.
- Por último, el cierre nuclear implica un aumento de la necesidad de potencia firme para dar cobertura al sistema en condiciones extremas con baja generación

renovable. Es dudoso que los generadores que hay instalados y que cubran únicamente estas puntas de demanda puedan recuperar su inversión.

### 7.3. Comparación de la rentabilidad del Caso Base y del 2º Escenario

El objetivo de este apartado es analizar los precios de captura de las principales tecnologías que entran en el mix energético, mediante la comparación del Caso Base que representa los objetivos del PNIEC y Escenario 2. Los precios de captura corresponden al precio medio de compensación en €/MWh que recibe cada tecnología y varía según el precio de casación horario del mercado.

En primer lugar, cabe destacar que desde la entrada de los ciclos combinados en el mix en la primera década del 2000, diversos factores han influido negativamente en su competitividad. En primer lugar, la excesiva instalación de potencia de esta tecnología; de hecho, España cuenta con alrededor de 25000 MW instalados, potencia que tiene un bajo nivel de utilización [29]. En segundo lugar, y según argumenta esta misma fuente bibliográfica, el fomento de las tecnologías renovables aparta a la tecnología de los ciclos combinados del mix energético. Es cierto que el PNIEC, como se ha visto en la simulación del Caso Base, aún empeora más la situación para los ciclos combinados, ya que su peso en el mix energético decrece por la introducción masiva de potencia solar y la eólica. Estas afirmaciones llevan a reflexionar sobre la excesiva instalación de ciclos combinados en España.

#### Precios de captura de los ciclos combinados

Con el objetivo de analizar la rentabilidad de los ciclos, en la Figura 67 se muestra el precio de captura que ven los ciclos combinados durante el periodo 2021-2030. El Caso Base (simulación del PNIEC) corresponde a la gráfica izquierda y en la gráfica derecha se presenta

Escenario 2. Se aprecia que los precios de captura de los ciclos combinados son casi idénticos para ambos escenarios (Caso Base y 2º Escenario). Esto es debido a que son los ciclos los que marcan el precio siempre que entran en la casación. Sin embargo, aunque la retribución media unitaria de los ciclos sea igual en ambos casos por MWh producido, en el Escenario 2 hay un menor número de horas de utilización de esta tecnología con un crecimiento de los arranques y paradas. Esta coyuntura merma su rentabilidad económica, puesto que aumenta los costes de operación y mantenimiento. Cabe también destacar que la tendencia creciente del precio de captura es acorde con el incremento del precio del CO2.

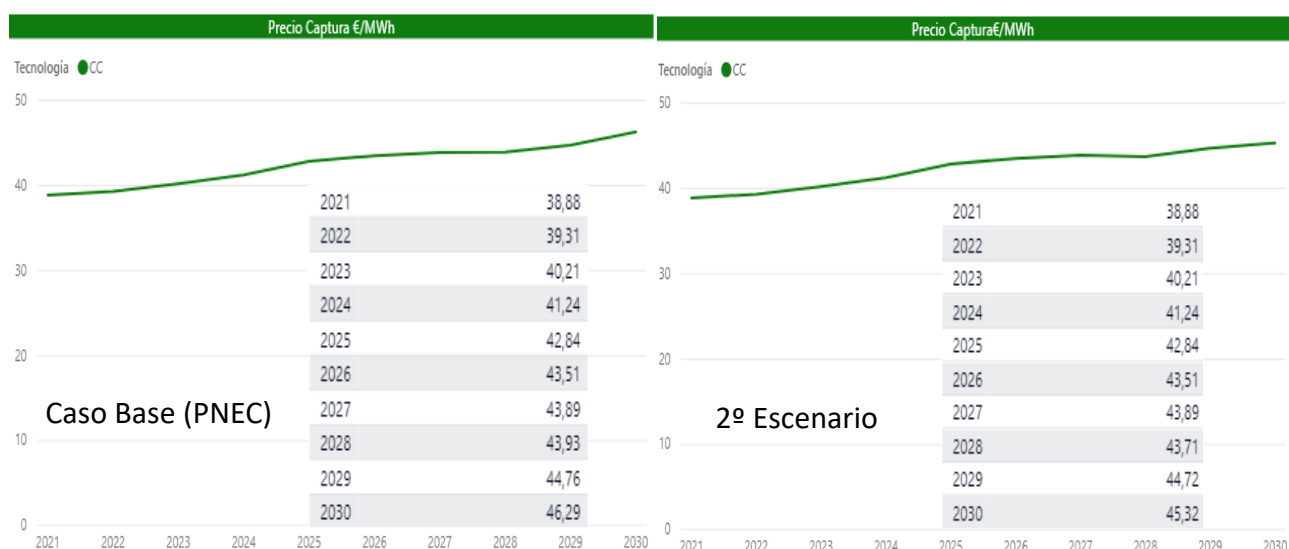


Figura 67. Precios de captura (€/MWh) del ciclo combinado.

En la Tabla 19 se muestra el coste variable medio (€/MWh) de la energía producida por los ciclos combinados. La tendencia creciente es causa del incremento del precio del CO2:

Año	Coste variable CC (€/MWh)
2021	38,96
2022	39,57
2023	40,18
2024	40,79
2025	41,40
2026	42,13

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

2027	42,87
2028	43,60
2029	44,49
2030	45,85

*Tabla 19. Coste variable de producción CC.*

Como conclusión del análisis de los precios de captura de los ciclos combinados tanto para el Caso Base como en el 2º Escenario:

1. Las horas con precios de mercado 0€/MWh no afectan al precio de captura de los ciclos combinados, ya que durante estas horas no producen y por tanto no marcan precio.
2. Un mayor número de horas con vertidos (horas con retribución 0€/MWh) sí reduce la cantidad de horas de utilización de los ciclos y aumenta el número de arranques y paradas de las unidades.
3. El incremento de los arranques y paradas provoca costes adicionales de operación y mantenimiento.

### Precios de captura de la eólica

La evolución de los precios de captura medios anuales para la eólica se muestran en la Figura 68. En la gráfica izquierda se presenta el Caso Base (simulación del PNIEC) y en la gráfica derecha se presenta el Escenario 2. En ambas gráficas se aprecia que antes del cierre nuclear (2021-2027) la tendencia de los precios de captura de la eólica es decreciente.

Tras los primeros cierres nucleares en la simulación del Caso Base, hay un repunte en la compensación de la potencia eólica producida, especialmente en el año 2030. Es decir, el cierre nuclear previsto por el PNIEC para finales de la década del 2020 crea un incremento de 10 €/MWh en el precio de captura medio por MWh eólico producido en el año 2030.

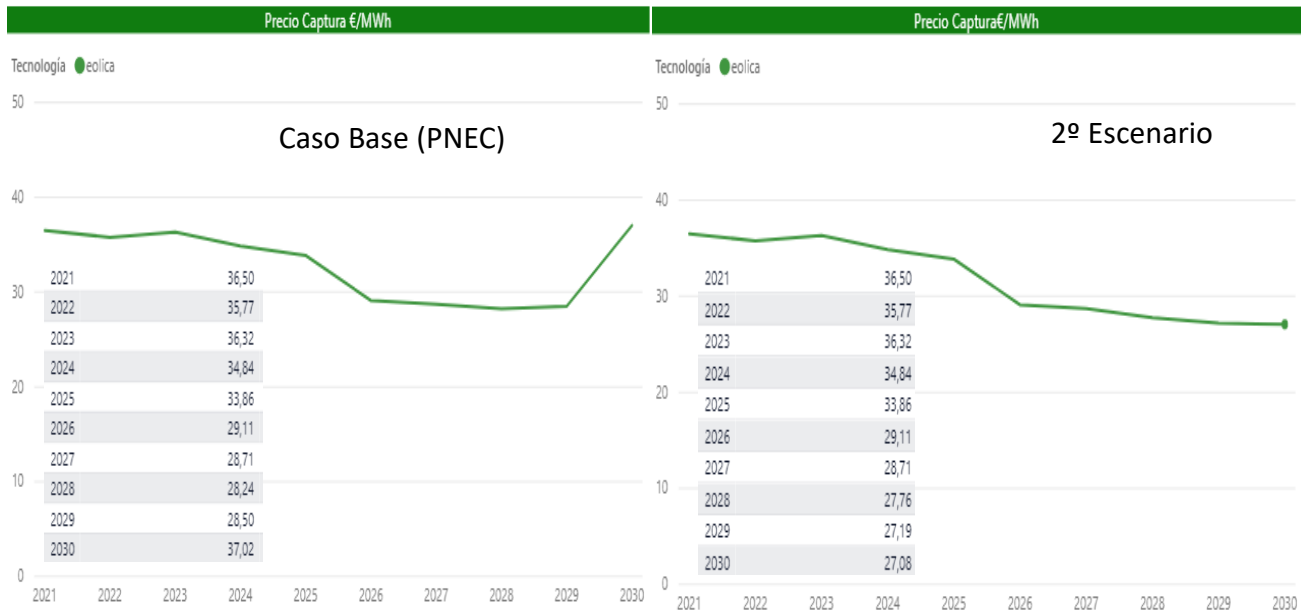


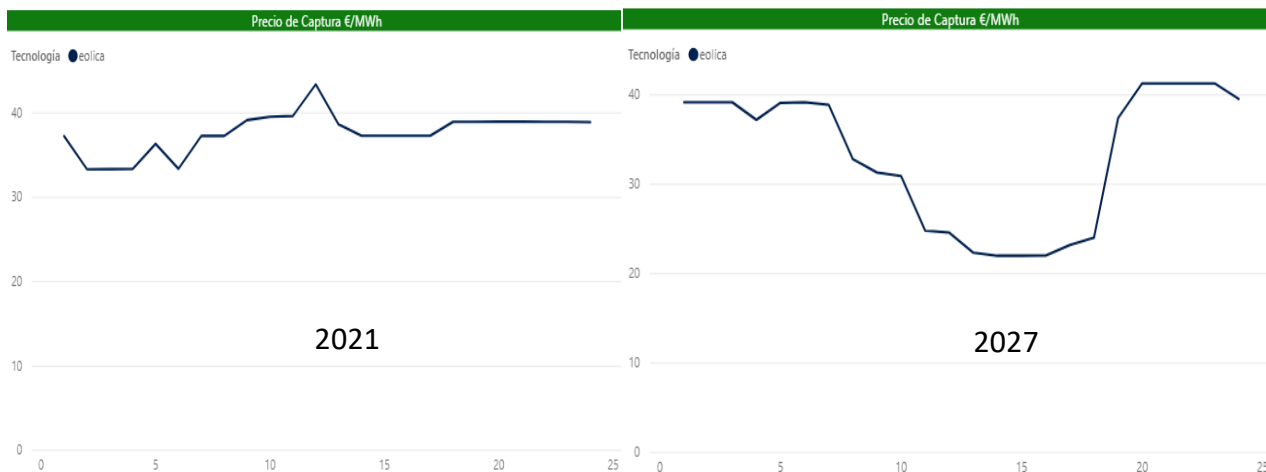
Figura 68. Precios de captura para la eólica.

Por lo tanto, con el cierre nuclear propuesto por el PNIEC, la eólica recupera en 2030 los niveles de retribución que tenía en 2021. Es un hecho significativo para incentivar la inversión privada en el sector renovable eólico, ya que mejora la retribución e incrementa las ratios de rentabilidad de las inversiones. En efecto, esta situación puede atraer a un mayor número de inversores.

La causa de la reducción del precio de captura de la eólica durante los años 2021-2029 para ambas simulaciones es el incremento de la potencia renovable instalada. Esta provoca que caiga el precio de casación del mercado, apartando durante un número de horas cada vez más considerable a los ciclos combinados del mix energético. Principalmente, esto sucede durante las horas con alta radiación solar. En la Figura 69 se muestra el precio horario medio de captura en un día para los años 2021 y 2027 para el Escenario 2.



## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico



*Figura 69. Precio de Captura horario eólica.*

En relación con las gráficas de la Figura 69, en el año 2021 el precio de captura medio horario de la eólica tiene una curva plana. Es debido a que la renovable no es capaz de desplazar los ciclos combinados en ninguna franja horaria. Por ese motivo, son los ciclos combinados los que marcan el precio durante todo el día. Sin embargo, en 2027 con la introducción masiva de solar y eólica, el precio de captura cae, especialmente durante las horas con sol. Esta caída merma la rentabilidad de las tecnologías que principalmente producen durante estas horas.

### Precios de captura de la solar

En línea con el análisis de la rentabilidad de las tecnologías se muestra la Figura 70 que indica la evolución de los precios de captura para la tecnología solar en ambos escenarios analizados. En la izquierda el Caso Base y en la derecha el 2º Escenario.

Comparando los precios de captura de ambas simulaciones, se aprecia que en el 2º Escenario, al final del periodo los precios de captura son menores que en el Caso Base. Por ejemplo, en el año 2030, la retribución media unitaria de la solar es 19,14€/MWh (2º Simulación) frente a 28,26 €/MWh (Caso Base). Esta situación está provocada por:

- El aumento de los vertidos, especialmente durante las horas del mediodía, que coinciden con las horas de mayor generación solar.

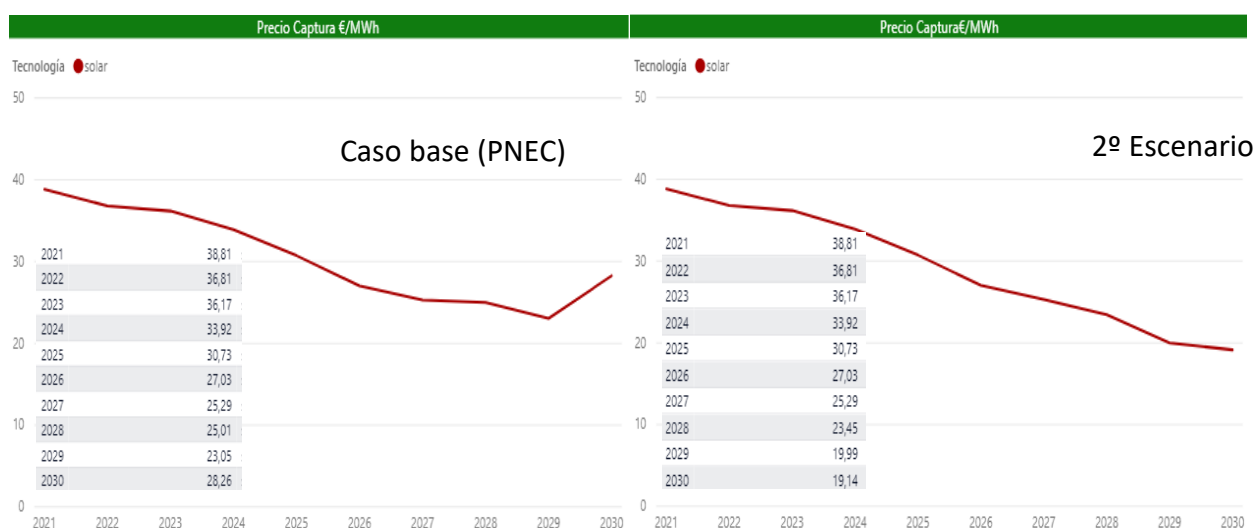


Figura 70. Precios de captura solar.

Con el objetivo de analizar con más detalle la caída de los precios de captura de la solar se muestra la Figura 71 que indica los vertidos medios por hora para un día medio del año 2030. Como ya se ha comentado, una hora con vertidos provoca que el precio de captura de las tecnologías que producen sea 0 €/MWh. Se comprueba de nuevo que los vertidos se concentran especialmente durante las horas centrales del día.

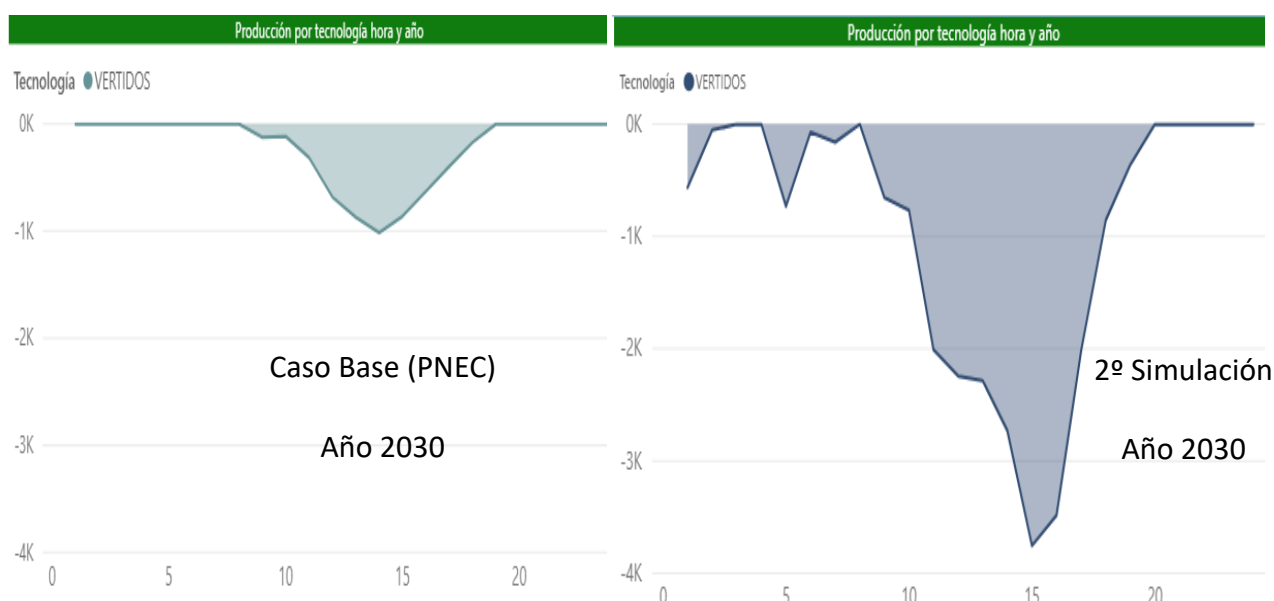


Figura 71. Vertidos horarios medios para un día medio de la semana sintética del año 2030.

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

Claramente se aprecia en la Figura 71 que, en la 2ª Simulación, es decir la simulación que evita el cierre nuclear, para el año 2030 hay una mayor cantidad de vertidos. Además, también hay un porcentaje mayor de horas del día con vertidos.

El precio de captura de la potencia solar instalada tiene una evolución similar a las otras tecnologías; año tras año el precio de captura disminuye. Sin embargo, la solar es la tecnología que sufre una mayor caída en la retribución media unitaria pasando en el Caso Base de 38,81 €/MWh en 2021 a 28,26 €/MWh en 2030. Comparando la retribución de la solar con la eólica en el Caso Base, en 2030 la eólica recibe una retribución media unitaria de 37,02 €/MWh, aproximadamente 9 €/MWh superior a la solar.

La caída tan sustancial en el precio de captura de la energía solar, en torno a 10,50 €/MWh en el Caso Base durante el período 2021 - 2030, hace sospechar que el interés por la instalación de energía solar posiblemente se reduzca. El PNIEC únicamente podrá asegurar el horizonte de instalación que propone si se consiguen precios de instalación adecuados que sustenten la rentabilidad de las tecnologías.

En el Escenario 2, la caída de los precios de captura aún es más acusada. Pasan de estar en torno a 38,61 €/MWh en 2021 a 19,14 €/MWh en el año 2030. Esta caída de alrededor de 20 €/MWh agravaría aún más la situación financiera de las instalaciones solares. Sin embargo, el precio de captura es relevante, pero no es la única variable. Las horas de producción, utilización también son relevantes, especialmente con una tecnología que no tiene costes variables.

Con el fin de ver cómo afectan las directrices del PNIEC sobre los precios de captura de la solar, en la Figura 72 se muestra el precio de captura horario en 2021 y en 2027.



Figura 72. Precios de captura solar €/MWh.

Se observa en la Figura 72 como la instalación de renovables provoca que aumente el porcentaje de horas en que los ciclos combinados no marcan precio. Como ya se ha anotado anteriormente, son las horas centrales del día, durante la radiación máxima, cuando el precio cae. Por lo tanto, la solar se posiciona ante una doble desventaja:

1. La disminución del precio de captura está provocada por el incremento de horas con nula casación de los ciclos combinados.
2. El mayor porcentaje de horas con nula casación de los ciclos se produce durante las horas con producción solar.

#### Precios de captura de la energía nuclear

La última tecnología analizada es la nuclear. En la Figura 73 se muestran los precios de captura de ambas simulaciones (Caso Base y 2º Escenario) para la tecnología nuclear. A la izquierda el Caso Base, a la derecha el Escenario 2. De las principales tecnologías (eólica, solar y nuclear), la nuclear es la que ve afectada su retribución media unitaria en menor medida. De hecho, el precio de captura de la nuclear es el mayor entre todas las tecnologías para ambos escenarios. Esto es debido a la continuidad de producción característica de esta tecnología. Si bien por una parte está afectada por las horas con casaciones de

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

mercado nulas; por otra, se beneficia de todas las demás horas en las que son los ciclos combinados los que cierran el precio del mercado.

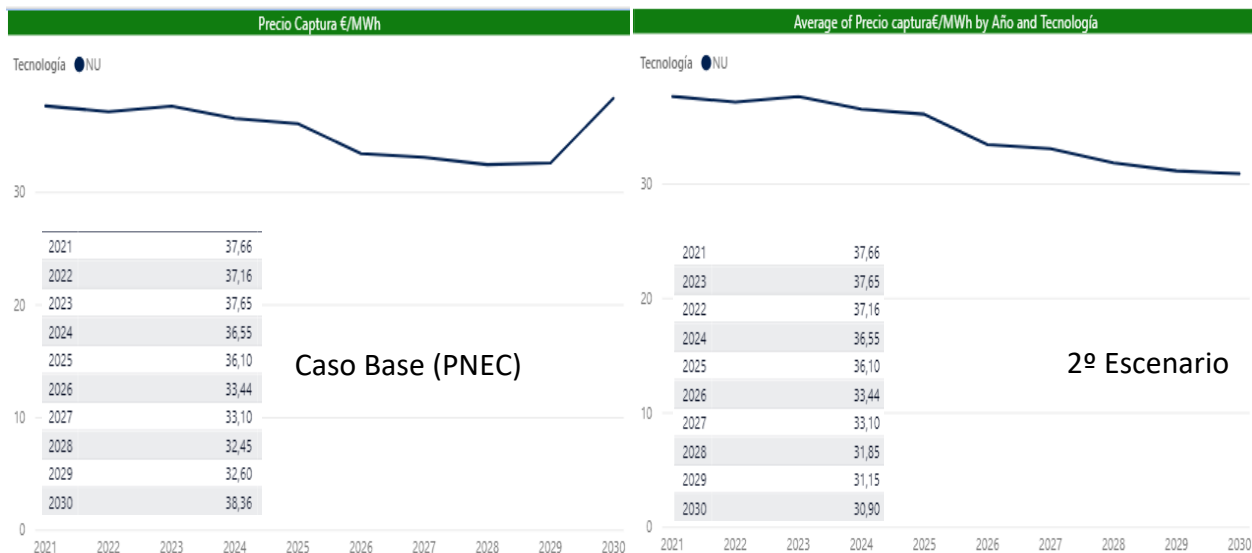


Figura 73. Precio de Captura nuclear (€/MWh).

También se aprecia en la Figura 73 que el precio de captura de la nuclear, ante el cierre de algunos reactores (Caso Base), recupera e incluso aumenta su retribución media unitaria pasando de 37,66€/MWh en 2021 a 38,36 €/MWh en 2030. Por otra parte, en cuanto al Escenario 2 (gráfica derecha), la retribución media unitaria de la nuclear se reduce en alrededor de 7 €/MWh entre 2021 y 2030.

Como conclusión del análisis de precios de captura de cuatro de las principales tecnologías del mix se concluyen los siguientes puntos:

1. En el 2º Escenario, el aumento de los vertidos del sistema eléctrico reduce la rentabilidad de las tecnologías renovables y nuclear. Es decir, durante las horas con vertidos la retribución de las tecnologías que producen cae a 0€/MWh.
2. El cierre nuclear previsto por el PNIEC (Caso Base) parece favorable para garantizar la rentabilidad económica, ya no solo de las fuentes renovables, sino también de las fuentes fósiles que permanezcan en el mix. Como se ha comprobado en el Escenario

- 2, los precios de captura de todas las tecnologías excepto de los ciclos combinados caen si se anula el cierre nuclear propuesto por el PNIEC.
3. El cierre nuclear propuesto por el PNIEC puede que se realice un poco tarde, si se considera el efecto que tiene sobre la reducción de los precios de captura de las tecnologías analizadas durante los años 2021 y 2027, debido al aumento de la potencia renovable instalada. De hecho, en el Caso Base, durante el periodo 2021 – 2030, todas las tecnologías reducen significativamente su retribución medía unitaria por MWh con excepción de los ciclos combinados. Comparando los precios de captura del Caso Base de los años 2021 y 2030, la solar reduce en 13 €/MWh su retribución, la eólica en 9 €/MWh y la nuclear en torno a los 4,5 €/MWh en el Caso Base.
  4. Con el cierre nuclear, en la simulación del Caso Base, se consigue que se recupere en 2030 los niveles de retribución (precios de captura) que tienen en 2021 para la eólica y la nuclear. Sin embargo, la solar no consigue remontar el precio, siendo este de 38,81 €/MWh en 2021 y 28,26 €/MWh. Esto es, ve una reducción de 10 € por MWh producido.
  5. Los costes de captura de los ciclos combinados ven una tendencia diferente a las demás tecnologías en el análisis del Caso Base y 2º Escenario. Los ciclos combinados marcan el precio de mercado siempre que entran en el mix de producción. El precio de captura aumenta año a año, y lo hace en conjunto con el incremento de su coste variable. Con el cierre nuclear previsto por el PNIEC se consigue que los ciclos cubran los costes variables de generación. Sin embargo, si se mantiene el parque nuclear intacto (2º Escenario), los ciclos tienen unos costes variables 0,6 €/MWh mayores que sus costes de captura. Esta cifra se debe a las horas en las que los ciclos combinados entran por restricciones.
  6. El cierre nuclear es un buen incentivo para garantizar la inversión en renovables por parte del sector privado. En efecto, provoca que la rentabilidad de los proyectos no se vea tan menoscabada por la reducción de los precios de captura.
  7. Por último, se puede argumentar la necesidad de coordinación política entre los diferentes partidos del parlamento en materia de energía. En efecto, en este análisis

Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

se aprecia como realizar el cierre de los reactores nucleares o evitarlo afecta directamente sobre la retribución de todas las tecnologías.

## 8. Alineamiento del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible ONU

En enero de 2020 el Gobierno español declaró la emergencia climática y ambiental [30]. Esta declaración es un paso más en el camino iniciado por España para salvaguardar el medio ambiente incentivando políticas que ayudan a prevenir el cambio climático. Dentro del compromiso tanto de la Unión Europea como de las instituciones españolas por hacer frente al cambio climático, se presenta el PNIEC.

Los objetivos promulgados por las Naciones Unidas se resumen en tres marcos: el económico, el social y el ambiental. Con su correcta consecución y coordinación se alcanza el propósito general que es lograr la **sostenibilidad**. En general, en los análisis realizados en este proyecto se trata el marco ambiental y económico.

En efecto, este proyecto final de máster es una valoración ambiental, económica y técnica del PNIEC en lo referente al sector eléctrico español. En este marco se han realizado las simulaciones de este trabajo, con el objetivo de analizar el impacto de las principales iniciativas que impone el PNIEC. Iniciativas como la instalación de renovables y sistemas de almacenamiento, o el cierre previsto tanto de centrales térmicas de carbón y de centrales nucleares.

Es por ello por lo que se puede afirmar que hay una clara alineación de este proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (Figura 74) promulgados por las Naciones Unidas.



Figura 74. Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas. Fuente: [31]



Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

Especialmente este proyecto, que tiene por título: “Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico” se alinea con los ODS 7 y 13. Además, también tiene sinergias con algunos otros objetivos marcados:

#### **Nº7: Energía asequible y no contaminante**

En los análisis realizados se ha analizado con profundidad el impacto de las directivas del plan en relación con los precios del mercado eléctrico y las emisiones del sector. Se ha llegado a conclusiones en las que se indican cuáles son las mejores estrategias para conseguir precios del mercado eléctrico más baratos y que implican menores niveles de emisiones de gases con efecto invernadero.

En general, el PNIEC consigue sustituir en gran medida las fuentes de energía de origen fósil por fuentes de energía renovables. Se llega a mixes eléctricos superiores al 75 % renovable en el año 2030, que reducen las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector desde 90 MT en 2021 hasta 20 MT en 2030. Por lo tanto, se considera que el PNIEC propone un camino claro de transición energética hacia un sistema eléctrico hipocarbónico.

Por último, la instalación masiva de renovables que propone el PNIEC consigue reducir en 6 €/MWh el precio medio de casación del sistema en 2029 con respecto a 2021. Sin embargo, con el cierre para el 2030 de 3 centrales nucleares, de las que están actualmente operativas, provoca un repunte de 6€/MWh en el precio de mercado eléctrico. Por tanto, atendiendo a las simulaciones realizadas mediante CEVESA, el cierre nuclear no contribuye a obtener energía eléctrica más asequible.

#### **Nº13: Acción por el clima**

Este proyecto es un análisis del principal plan de acción climática de España para la década 2021 – 2030, el PNIEC. La Acción por el Clima se propone reducir el incremento de temperatura del planeta a menos de 2°C. Es por ello por lo que ha tenido especial relevancia analizar los efectos de las directivas del PNIEC sobre las

emisiones de CO<sub>2</sub>. Para conseguir este objetivo el PNIEC pretende movilizar en una década 200.000 millones en España [4]. En efecto, como ya se ha indicado, el PNIEC reduce claramente las emisiones del sector eléctrico español.

Como conclusión, la alineación de este proyecto con los ODS se centra en el análisis de los objetivos marcados por el PNIEC para valorar si son capaces de consolidar una transformación energética en el sector eléctrico y hacer frente al cambio climático. Las interacciones entre este proyecto y los ODS están relacionados con el análisis de la nueva capacidad de renovable a instalar junto con su impacto; la protección de los consumidores, con la minimización de los precios energéticos; la mejora de la competitividad nacional y la descarbonización de la economía. Se puede afirmar que este proyecto está altamente alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

## 9. Conclusiones

En este proyecto se ha simulado mediante CEVESA los objetivos del PNIEC en lo referente al sector eléctrico. Se ha evaluado el impacto de las directrices del plan sobre los objetivos de descarbonización de la economía. Para ahondar en la evaluación del plan se han simulado dos escenarios que permiten identificar la importancia del mercado del CO<sub>2</sub> y del cierre parcial de reactores nucleares.

Los siguientes puntos condensan las conclusiones de los estudios realizados sobre el PNIEC:

1. En primer lugar, la elevada penetración de energías renovables propuesta por el PNIEC consigue reducir los niveles de emisiones del sector eléctrico en más de 70 MT de CO<sub>2</sub> para el año 2030 (pasando de 90 MT en 2021 a 20 MT en 2030). Por consiguiente, según los análisis del plan realizados mediante CEVESA, se cumplen los objetivos de emisiones marcados.
2. El aumento de la potencia renovable instalada provoca que los precios medios del mercado eléctrico desciendan, debido al incremento de horas con vertidos eléctricos. Sin embargo, el cierre parcial nuclear previsto por el PNIEC provoca un

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

- incremento del precio eléctrico, volviendo a niveles de precios simulados del año 2021.
3. Los bajos precios del gas natural junto con los crecientes precios del mercado del CO2 conlleva a producciones ínfimas con generación proveniente del carbón, ya en el año 2021.
  4. El incremento de la potencia renovable instalada reduce la dependencia energética del sector eléctrico. Por ejemplo, la producción por ciclos combinados pasa de 60 TWh en 2021 a aproximadamente 20 TWh en 2030. Esto conlleva cumplir uno de los principales objetivos del PNIEC, la reducción de la dependencia energética. La reducción de la producción de los ciclos combinados está directamente ligada con la reducción de las emisiones de CO2 del sector eléctrico.
  5. La reducción del número de horas en las que el ciclo combinado es la tecnología marginal provoca una reducción del precio medio eléctrico. Esta situación desencadena que la retribución media unitaria de las centrales de todas las tecnologías, con excepción de los ciclos combinados, disminuya.
  6. La disminución de los precios de captura de las tecnologías renovables puede reducir el interés inversor y afectar a la consecución de los objetivos marcados por el PNIEC.
  7. El cierre nuclear propuesto por el PNIEC provoca un incremento del precio medio del mercado eléctrico. Por lo tanto, ocasiona un incremento de los precios de captura de las tecnologías. El análisis del PNIEC muestra que la renovable instalada con anterioridad al cierre nuclear reduce año tras año el precio medio eléctrico. Sin embargo, con el cierre nuclear, en el año 2030 ya se han recuperado los precios medios de mercado que se tienen en 2021.
  8. Una vez dejan de producir las centrales térmicas de carbón en el mix energético anual, los precios del mercado del CO2 no tienen un efecto significativo en la reducción de las emisiones de CO2 del sector. Sin embargo, sí que aumentan los precios del mercado eléctrico y los precios de retribución media unitaria de las tecnologías.
  9. En el año 2030 se consiguen mixes energéticos con el 75% de la producción de origen renovable. En concreto, un 35% corresponde de la generación corresponde

a la eólica, un 24% a la solar y el resto de la producción renovable corresponde a la hidráulica y la solar térmica. Por lo tanto, con los análisis realizados del PNIEC mediante CEVESA, se cumplen tanto los objetivos de emisiones de CO<sub>2</sub> y los niveles de producción renovable impuestos.

Futuros desarrollos de este proyecto se centrarán en:

1. Simular los objetivos del PNIEC sin imponer los niveles de potencia renovable a instalar. En este proyecto se ha limitado a simular el plan mediante CEVESA imponiendo como entrada la potencia renovable a instalar que se indica en el PNIEC. Es por ello, que sería de interés analizar cuál sería el camino de instalación óptimo obtenido mediante la simulación de CEVESA sin imponer las limitaciones mencionadas, de cara a analizar las sendas de inversión directamente propuestas por el modelo.
2. Por otra parte, también es de interés analizar el efecto sobre el mercado eléctrico de la inversión privada en generación distribuida. De hecho, los precios de instalación de las tecnologías renovables influyen considerablemente en la cantidad de instalación de nueva potencia. Si bajan los precios, el retorno económico de la inversión aumenta por lo que entran en juego mayor número de inversores.
3. Por último, se propone comprobar de manera más exhaustiva (a través por ejemplo de escenarios) el impacto del precio del gas natural sobre el mix energético del sistema y las emisiones del sector. En efecto, el informe de la Comisión de Expertos [11] afirma la relevancia del precio del gas natural sobre el precio final de casación de mercado, ya que son los ciclos combinados los que cierran la casación durante un porcentaje significativo de horas.

## Bibliografía

- [1] U. Europea, 2019. [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es).
- [2] C. Europea, «[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en),» 2019. [En línea].
- [3] A. p. e. C. y. I. E. Unión Europea, «Gobernanza de la Unión de la Energía: el Consejo confirma el acuerdo alcanzado con el Parlamento Europeo,» [En línea]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/press/press-releases/2018/06/29/governance-of-the-energy-union-council-confirms-deal-reached-with-the-european-parliament/>.
- [4] M. p. I. T. Ecológica, «Borrador del Plan Nacional de Energía y Clima,» 2020.
- [5] A. C. F. y. F. M. R. José Villar Collado, «CEVESA,» Madrid, 2016.
- [6] IIT - Institute for Research in Technology, «ROM: Reliability and Operation Model for Renewable Energy Sources,» Andrés Ramos Galán, [En línea]. Available: <http://www.iit.comillas.edu/technology-offer/rom>.
- [7] 3. [https://www.enerclub.es/activitiesAction/Actividades\\_1/Actividades\\_2/PNIEC\\_2019](https://www.enerclub.es/activitiesAction/Actividades_1/Actividades_2/PNIEC_2019). [En línea].

- [8] «4. <https://www.pv-magazine.es/2019/06/26/la-fotovoltaica-en-espana-tras-el-pniec-retos-y-consideraciones/>,» [En línea].
- [9] M. d. E. Renovables, «6. <https://www.energias-renovables.com/panorama/el-pniec-permitira-ahorrar-mas-de-13-20190320>,» [En línea].
- [10] Photo Voltaic Magazine, «UNEF propone una reducción de alrededor del 15% de la parte fija de la tarifa eléctrica,» [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2019/07/22/unef-propone-una-reduccion-de-alrededor-del-15-de-la-parte-fija-de-la-tarifa-electrica/>.
- [11] C. d. E. p. I. T. Energética, «Análisis y propuestas para la descarbonización,» 2019.
- [12] PÖYRY, «Madrid Energy Breakfast - SPAIN'S NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN 2030».
- [13] C. R. Joao Estevao, «The impact of the 2030 Climate and Energy Framework Agreement on electricity prices in MIBEL: A mixed-methods approach,» *Elsevier*, 2018.
- [14] El Periódico de la Energía, Febrero 2019. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-coste-medio-por-cada-nuevo-megavatio-de-renovable-ascendera-a-168-millones-hasta-2030-la-fv-la-mas-barata-termosolar-y-bombeo-las-mas-caras/>. [Último acceso: Enero 2020].
- [15] R. Roca, «El Periódico de la Energía,» 17 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-se-suministra-por-primera-vez-en-la-historia-sin-electricidad-procedente-de-las-centrales-termicas-de-carbon/>. [Último acceso: 2019].

## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

- [16] E. P. d. I. Energía, 21 Diciembre 2018. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/paquete-de-invierno-completado-luz-verde-para-la-transformacion-del-sector-energetico-europeo/>. [Último acceso: 29 Diciembre 2019].
- [17] E. p. d. I. Energía, «El periódico de la Energía,» 28 12 2019. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-ciclos-combinados-duplican-su-peso-en-la-generacion-de-electricidad-durante-2019/>. [Último acceso: 2019].
- [18] G. Ase. [En línea]. Available: <https://www.grupoase.net/resumen-mercado-electrico-gas-2019/>.
- [19] Aleasoft, «How does the MIBEL electricity market work?,» 2019. [En línea]. Available: <https://aleasoft.com/how-mibel-electricity-market-work/>.
- [20] Iberdrola, «Iberdrola,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/proyecto-tamega>.
- [21] G. d. Portugal, «PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA,» [En línea]. Available: [https://apambiente.pt/\\_zdata/Alteracoes\\_Climaticas/Mitigacao/PNEC/PNEC%20PT\\_Template%20Final%202019%2030122019.pdf](https://apambiente.pt/_zdata/Alteracoes_Climaticas/Mitigacao/PNEC/PNEC%20PT_Template%20Final%202019%2030122019.pdf).
- [22] A. C. J. V. Salvador Doménech, «Synthetizing Representative Periods for Chronological Hourly Electricity Generation Expansion Models,» *IEEE*, 2018.
- [23] MITECO. [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/que-es-el-comercio-de-derechos-de-emision/>.

- [24] Comisión Europea, «Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE),» [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_es).
- [25] M. p. I. T. Ecológica, «<https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>,» 2019. [En línea].
- [26] C. E. A. p. e. Clima, Acción por el Clima, Comisión Europea.
- [27] C. Dias, «El Gobierno cierra el calendario con las fechas de clausura de cada central nuclear,» [En línea]. Available: [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/08/companias/1549647160\\_807281.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/08/companias/1549647160_807281.html).
- [28] REE, Previsión de Cierre 2019, 2019.
- [29] Enerclub, La competitividad de los ciclos combinados en España.
- [30] MITECO, «El Gobierno declara la emergencia climática,» [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-declara-la-emergencia-clim%C3%A1tica-/tcm:30-506550>.
- [31] N. Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>.



## Análisis de los objetivos estratégicos del PNIEC español relacionados con el sector eléctrico

[32] REE, «Previsión de cierre 2019,» [En línea]. Available:

[ree.es/sites/default/files/11\\_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/Red-Electrica-Infografia-Sector-Electrico-Español-2019.pdf](http://ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/Red-Electrica-Infografia-Sector-Electrico-Español-2019.pdf).

[33] Pöyry, «Madrid Energy Breakfast,» de *Spain's National Energy and Climate Plan 2030*.

[34] G. Ase, «LA COMPETENCIA ENTRE CICLOS COMBINADOS Y EÓLICA MODERA LA SUBIDA DE LA LUZ EN OCTUBRE,» [En línea]. Available:

<https://www.grupoase.net/precio-luz-octubre-2019/>.