

## OPTIMIZACIÓN DEL DESARROLLO DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR EN ESPAÑA EN EL CONTEXTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

**Blanco J.\*; Bonilla J.\*; Zarza E.\*; Alarcón D.C.\***

\* CIEMAT-Plataforma Solar de Almería, Carretera de Senes s/n, 04200 Tabernas (Almería), España,  
[julian.blanco@psa.es](mailto:julian.blanco@psa.es)

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1003>

### RESUMEN

Este artículo presenta un resumen de los resultados obtenidos al estudiar cuál debe ser la evolución del mix eléctrico en España durante los próximos 30 años si se desea cumplir con determinados escenarios de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en relación a las del año 1990. El estudio se ha realizado usando un algoritmo genético con optimización multiobjetivo. Se han considerado dos escenarios de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>: 1) escenario moderado del 40% (2030), 60% (2040) y 80% (2050); 2) escenario agresivo del 50% (2030), 75% (2040) y 100% (2050). Los resultados mostrados en este artículo indican que el escenario moderado es factible, sin que ello conlleve altos costes de la electricidad o excesivos vertidos. Una reducción del 80% en las emisiones de CO<sub>2</sub> en el año 2050 requerirá un mix eléctrico renovable en un 86.34% y conllevaría un coste aproximado de la electricidad de 47,4 €/MWh. Pero si se desea cumplir el escenario agresivo (mercado eléctrico sin emisiones de CO<sub>2</sub> en 2050) el mix eléctrico necesario supondría un coste de 62,9 €/MWh para la electricidad suministrada a la red y unos vertidos de 222,38 TWh frente a una demanda total de 316,55 TWh, lo que supone un excesivo porcentaje de vertidos. Los resultados obtenidos también han mostrado que la única forma de poder obtener un mix eléctrico 100% renovable en 2050 sin unos excesivos vertidos sería disponer de tecnologías competitivas de almacenamiento y gestión a gran escala de la electricidad excedente, porque esto permitiría reducir de forma muy importante la potencia instalada de fotovoltaica, eólica y termosolar, consiguiéndose menores costes de la electricidad y menores vertidos.

**PALABRAS CLAVE:** emisiones de CO<sub>2</sub>, algoritmo genético, optimización multiobjetivo, mix eléctrico

### ABSTRACT

This paper shows a summary of the results obtained when analysing how the Spanish electricity mix must evolve during next 30 years to fulfil two different scenarios of CO<sub>2</sub> emissions reduction in comparison with those in 1990. A multi-objective genetic algorithm has been used to perform the study. Two different scenarios have been analysed: 1) moderate trend of 40% (2030), 60% (2040) y 80% (2050) reduction; 2) aggressive trend of 50% (2030), 75% (2040) and 100% (2050). Results given in this paper show that the moderate trend is feasible regarding both the electricity cost and the curtailments. A reduction of 80% in 2050 would require an 86.34% renewable electricity market with an electricity cost of 47,4 €/MWh. On the other hand, for the fulfilment of the aggressive trend (no CO<sub>2</sub> emissions in 2050) the electricity cost and the curtailments would be 62,9 €/MWh and 222,38 TWh, respectively, with a total electricity demand of only 316,55 TWh. This level of curtailments is clearly excessive. The obtained results have also shown that the only way to achieve a 100% renewable electricity market in Spain in 2050 without excessive curtailments would be the use of cost-effective electricity storage technologies because they would allow a significant reduction of the required installed power of photovoltaic, wind and solar thermal electricity plants, while reducing the electricity cost and the curtailments simultaneously

**KEYWORDS:** CO<sub>2</sub> emissions, genetic algorithm, multi-objective optimization, electricity mix

## INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIÓN

En el actual contexto europeo de transición energética hacia modelos fuertemente descarbonizados o con ausencia total de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), resulta evidente que las energías renovables están llamadas a jugar un papel altamente relevante en todo el proceso. En el caso concreto de España, hay ya una gran cantidad de estudios (Linares, 2018; Sanchez-Duran, 2019; Gomez-Calvet, 2019) analizando los diversos escenarios en los que el sistema eléctrico de generación se podría encontrar, en función de los criterios y objetivos que políticamente se pudieran decidir. Sin embargo, en ninguno de dichos estudios se realiza un análisis de optimización de los posibles mix de generación que permitan minimizar los costes de producción hacia el consumidor a la vez que garantizar en todo momento el suministro y alcanzar los niveles de descarbonización que políticamente se vayan definiendo.

El Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC, MITECO, 2020) enviado por España a la Comisión Europea plantea para el 2030 unos objetivos que parecen ambiciosos (74% de energía renovable en la generación eléctrica) pero que dejan abierta multitud de incógnitas sobre cómo se va a lograr en el 2050 el objetivo de reducción al 90% de generación de GEI respecto del nivel de 1990, dado que esa reducción para el 2030 será de sólo el 21%. El sector energético español es el origen del 75% del total nacional de emisiones de GEI y las dificultades para progresar en esa reducción a partir de los niveles del 70-80% son realmente notables debido a que los costes más bajos de generación serán los de la eólica o solar fotovoltaica (PV), que no son gestionables, por lo que un determinado nivel de potencia base de respaldo siempre va a ser obviamente necesaria (Denholm, 2012). Algunos estudios ya indican que, en el caso de la generación eólica, el incremento de la misma reemplaza sólo una pequeña cantidad equivalente de generación de potencia firme si se quiere garantizar el cubrir la demanda en todo momento (Mendes, 2014; Strbac, 2007).

Existe además la necesidad de una generación síncrona mínima para poder garantizar que los niveles de inercia del sistema se encuentren siempre por encima de los valores críticos y, por lo tanto, proporcionar la necesaria estabilidad de la red. Los avances indudables en electrónica y en los convertidores han reducido y reducirán dichos niveles críticos, pero la eventual desaparición total de la generación síncrona de la red (posibilidad real en el caso de España con la eliminación progresiva de la generación nuclear y de ciclos combinados) es todavía desconocida (Johnson, 2020). El PNIEC cifra la generación síncrona mínima en la España peninsular para 2030 en 5 centrales nucleares más 5 centrales térmicas de ciclo combinado. Esta necesidad tanto de potencia de respaldo como de generación síncrona es una clara oportunidad para el desarrollo de la energía termosolar en España. Algunos estudios, sin embargo, no consideran la energía solar de concentración como una opción factible, llegando a la conclusión de que se debe mantener la generación nuclear como única solución para alcanzar grados elevados de descarbonización en el mix nacional de generación (Amores, 2018).

En el año 2019, con respecto a los valores de 2018, cabe destacar la reducción en un 66% de la contribución de las centrales de carbón (12.672 GWh), largamente compensada con el incremento del 83,9% de la producción de las centrales de ciclo combinado (55.239 GWh). A pesar de este notable incremento, esta producción supone solamente el 25% de la capacidad de producción de las 26 centrales de ciclo combinado existentes en España (muchas de ellas con varios grupos), con una potencia nominal instalada de 25.287,5 MW. Resulta por lo tanto evidente que el cierre progresivo, primero de las centrales de carbón y posteriormente de las 7 centrales nucleares operativas actualmente, va a generar un hueco de producción importante que va a ir siendo ocupado por las centrales de ciclo combinado. Sin embargo, la consecución de los objetivos de descarbonización, definidos a nivel europeo, supondrá una importante condición de contorno adicional que va a limitar primero y obligar a reducir después la contribución del gas al total de la producción eléctrica en España.

La optimización de mix energéticos ha sido abordada utilizando distintas estrategias y modelos, persiguiendo en todos los casos el poder garantizar la seguridad de suministro, la estabilidad de la red y un desarrollo sostenible (Shiwei, 2019). El presente análisis se corresponde con un modelo de optimización multiobjetivo, que se basa en obtener los parámetros que definen el peso de las diferentes tecnologías que simultáneamente optimizan varios objetivos como la viabilidad económica, la protección ambiental, la aceptación social, etc. (Moura, 2010; Luz, 2018). Estos modelos se focalizan en optimizar el mix completo de generación, pero sin tener normalmente en cuenta, como ejemplo, la incertidumbre que conlleva la generación con energías renovables. En el presente caso se ha considerado el histórico de generación y demanda de electricidad en España en el año 2018 y se ha utilizado dicho año como referencia base en todos los años considerados en el estudio.

## HERRAMIENTA DE OPTIMIZACIÓN MULTI OBJETIVO DESARROLLADA

La optimización se lleva a cabo aplicando inteligencia artificial, en concreto algoritmos genéticos. La optimización estima la potencia óptima a instalar para plantas PV ( $P_{pv}$ ), eólicas ( $P_{wind}$ ) y CSP ( $P_{csp}$ ) que al menos cubre la demanda (demanda) y minimiza los vertidos (vertidos) al menor coste posible (coste), con la restricción de no sobrepasar las máximas emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> permitidas (emisiones). Las siguientes tres subsecciones describen el algoritmo genético, la evaluación de cada mix para calcular la potencia generada, los vertidos, el coste de la electricidad y las emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> junto a la herramienta software de optimización desarrollada.

### Inteligencia Artificial: Algoritmos Genéticos Multiobjetivo

Los algoritmos genéticos se inspiran en operadores biológicos como cruce, selección y mutación basados en conceptos desarrollados en la teoría de la evolución de Darwin. En un algoritmo genético la población de soluciones candidatas (llamadas individuos) evolucionan a mejores soluciones. Cada solución candidata tiene una serie de características, llamadas genoma, cromosomas o genotipo ( $P_{pv}$ ,  $P_{wind}$ ,  $P_{csp}$ ). La evolución es un proceso iterativo y normalmente parte de una población con individuos generados de forma aleatoria. La población en cada iteración es conocida como generación. La bondad de cada individuo es evaluada en cada generación y viene determinada por las funciones objetivo (vertidos y coste). Algunas de las soluciones encontradas pueden ser descartadas debido a restricciones (satisfacer la demanda y máximas emisiones de CO<sub>2</sub>). Los problemas de optimización multiobjetivo tratan con objetivos enfrentados, ya que normalmente cuando un objetivo mejora, el otro o los otros empeoran y viceversa. Esto da lugar a que no haya una única solución óptima. Se dice que una solución domina a otra cuando al menos es mejor en una función objetivo. El conjunto de soluciones no dominadas está compuesto por aquellas soluciones que no están dominadas por ningún miembro de la población, este conjunto de soluciones óptimas se distribuye en el llamado frente de Pareto. En cada iteración, las mejores soluciones no dominadas de la población actual son seleccionadas, otras soluciones pueden ser también seleccionadas para mantener la diversidad y evitar óptimos locales. El genoma de cada individuo es modificado aplicando cruce y mutación aleatoria con una determinada probabilidad para formar una nueva generación. Esta nueva generación conforma la población de la siguiente iteración del algoritmo.

Comúnmente el algoritmo finaliza cuando un número máximo de generaciones es alcanzado o cuando la bondad de las soluciones alcanzada un determinado límite. En este trabajo se ha utilizado el algoritmo genético conocido como Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II) (Deb, 2002).

### Evaluación del Mix Eléctrico

Cada individuo ( $P_{pv}$ ,  $P_{wind}$ ,  $P_{csp}$ ) en la población representa un mix eléctrico y debe de ser evaluado para determinar si es viable (cubrir la demanda y máximas emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub>) y evaluar su bondad con las funciones objetivo (vertidos y coste). La demanda viene determinada a nivel horario para el año completo en función de los datos históricos y el incremento anual estimado. Los siguientes tres pasos se aplican para cada hora del año evaluado.

1. La energía horaria generada por plantas hidráulicas, nuclear, cogeneración, residuos, sistemas no peninsulares (SNP), actuales PV, actuales eólica y actuales CSP se suma. Adicionalmente, la energía generada por las nuevas plantas PV y eólica también se suma. La energía proveniente de las nuevas plantas CSP es almacenada tanto como sea posible, y la energía excedente se suma a la generación horaria.
2. Si no se satisface la demanda horaria actual, se utiliza energía almacenada en turbinación por bombeo, baterías y CSP en este orden. Si la demanda sigue sin ser cubierta, se utilizan ciclos combinados e importación a la máxima capacidad. Si finalmente no se cubre la demanda, la solución es marcada como no factible y descartada sin llevar a cabo más cálculos.
3. Si la demanda se cubre, pero hay vertidos, los provenientes de PV y eólica son almacenadas en turbinación por bombeo y baterías en ese orden, si hay almacenamiento disponible. Si todavía hay vertidos, estos son exportados hasta la máxima capacidad. Los vertidos restantes son contabilizados en la hora actual.
4. Si la solución es factible, los vertidos y emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes horarias son acumulados a los totales, el proceso se repite para la siguiente hora hasta alcanzar la última hora del año evaluado.

El siguiente paso consiste en evaluar si las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes acumuladas están en el rango permitido. Si no es así, la solución es marcada como no factible y descartada. Si la solución es válida, se clasifica en función de los vertidos acumulados y el coste medio anual de generación de electricidad que se ha calculado considerando la generación horaria de cada fuente energética determinada por los pasos anteriormente descritos y el coste de generación de cada fuente energética. Los costes de generación que se han considerado para las distintas tecnologías son los indicados en la Tabla 1 (Cole, 2020; Coester, 2018; Milstein, 2011; Lopes Afonso, 2019). Dichos costes son valores medios y que se han considerado constantes durante el periodo 2030 a 2050.

Tabla 1. Costes medios de generación estimados para las distintas tecnologías del mix y para el periodo 2030-2050

Tecnología	Coste (c€/kWh)	Tecnología	Coste (c€/kWh)
Fotovoltaica	3,5	Ciclo combinado	7,4
Eólica	4,0	Nuclear	4,0
Termosolar	9,0	Fuel / gas	5,0
Hidráulica	2,0	Cogeneración	7,0
Otras renovables	6,0	Residuos (renovables y no renovables)	8,0
Turbinación por bombeo	4,5	Importación	6,0
Almacenamiento en baterías	15,0	Exportación	4,0

Si para una determinada fuente energética el número mínimo de horas equivalentes no es alcanzado, entonces la Ecuación 1 es utilizada para calcular el coste ajustado de la electricidad, donde  $power$  es la potencia instalada (MW),  $h_{min}$  es el número mínimo de horas equivalentes (h),  $cost$  es el coste nominal dado en la Tabla 1 (€/MWh) y  $energy$  es la electricidad generada (MWh). La Ecuación 2 calcula  $h_{min}$ , donde  $energy_{nominal}$  es la electricidad nominal para alcanzar el mínimo número de horas equivalentes. Si la fuente energética evaluada genera vertidos, el coste anteriormente calculado es ajustado mediante la Ecuación 3, donde  $curtailments$  son los vertidos generados.

$$\frac{power \cdot h_{min} \cdot cost}{energy}$$

Ecuación 1. Coste ajustado de la electricidad en función de las horas equivalentes

$$\frac{energy_{nominal}}{power}$$

Ecuación 2. Mínimo número de horas equivalentes,  $h_{min}$

$$\frac{(energy + curtailments) \cdot cost}{energy}$$

Ecuación 3. Coste ajustado de la electricidad en función de los vertidos

### Herramienta Software de Optimización

La herramienta software desarrollada ha sido implementada con el lenguaje de programación Python y haciendo uso de distintas librerías. La herramienta descarga los datos históricos del servidor de Red Eléctrica de España – Sistema de Información del Operador del Sistema (REE-ESIOS), realiza las tareas de optimización mediante el uso de algoritmos genéticos (Fortin, 2011) y genera una web con los resultados obtenidos. La herramienta de optimización puede ser usada en computadores convencionales, sin embargo, en este trabajo las optimizaciones se han sido llevadas a cabo en un supercomputador de la infraestructura CETA-CIEMAT para reducir el tiempo de cómputo con la disponibilidad de hasta 20 núcleos por CPU para paralelizar la optimización y evaluación de las distintas soluciones.

### CRITERIOS ADOPTADOS

El estudio abordado determina cuál es el mix eléctrico en España, en los años 2030, 2040 y 2050 que minimiza tanto el coste medio de generación como los excedentes de energías no gestionables y, simultáneamente, se reducen las emisiones de CO<sub>2</sub> según los dos escenarios que se indican a continuación:

- Escenario 1 (moderado): reducciones del 40%, 60% y 80% de emisiones totales de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico, con respecto al nivel de emisiones de 1990, respectivamente en los años 2030, 2040 y 2050.
- Escenario 2 (agresivo): reducciones del 50%, 75% y 100% de emisiones totales de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico, con respecto al nivel de emisiones de 1990, respectivamente en los años 2030, 2040 y 2050.

El escenario que plantea el PNIEC es el de alcanzar en el 2050 una reducción del 90% en dichas emisiones (valor intermedio a los considerados aquí) y el valor de referencia de 1990 para las emisiones del sector eléctrico es de 64,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (Ministerio de Medio Ambiente, 2010). El valor de dichas emisiones en 2019 fue de 49,6 millones. El actual mix de generación eléctrica en España se encuentra ya altamente diversificado, con una potencia total instalada en 2019 de 108,6 GW, siendo las tecnologías de ciclo combinado, nuclear y eólica las que produjeron la mayoría de la electricidad consumida en ese año (63% del total). En los últimos años, el cierre progresivo de las centrales de carbón está siendo reemplazado por las centrales de ciclo combinado, fuertemente infrautilizadas en los últimos años y aún muy por debajo de su capacidad nominal (menos del 30% de su contribución potencial al sistema eléctrico en 2019 y por debajo del 20% en los 5 años anteriores). Este parque de centrales se encuentra, en su gran mayoría, aún muy lejos de finalizar su vida útil, por lo que, desde un punto de vista tanto económico como medioambiental, tiene todo el sentido que los ciclos combinados reemplacen todo el hueco que está, y va a seguir dejando, el abandono del carbón en España en el sistema de producción eléctrica y, por lo tanto, el primer criterio considerado es el del reemplazo total del carbón por los ciclos combinados, considerándose que en el año 2030 ya no existirá generación alguna basada en el carbón (PNIEC, MITECO, 2020).

La segunda hipótesis de trabajo considerada es el cierre, también anunciado, del parque nuclear español. España cuenta con 7 centrales nucleares con una potencia total instalada de 7,4 GW, estando previsto, entre el 2017 y el 2030, el cierre de las centrales de Almaraz I y II y Ascó I y II (potencia nominal total: 4.153,6 MW). Posteriormente, entre el 2033 y el 2035, está previsto el cierre de las centrales de Cofrentes, Vandellós II y Trillo (3.245,1 MW de potencia nominal conjunta). El hueco que van a ir dejando estas centrales se reemplaza en una primera instancia también por los ciclos combinados, pero sólo hasta el límite de las emisiones definidas en los escenarios y trayectorias de descarbonización que se quieren analizar. Para el cálculo de emisiones de las diferentes tecnologías de generación se han usado los valores indicados por REE para el año 2019.

Un elemento fundamental de cualquier sistema eléctrico del futuro, y cuya importancia será mayor cuanto más avancen los procesos de descarbonización, es la capacidad de almacenamiento de los excedentes procedentes de la generación renovable no gestionable, fundamentalmente eólica y fotovoltaica que, al ser las de menor coste actual, van obviamente a ser los principales vectores de crecimiento en la generación energética. En España el principal elemento de almacenamiento actual es el bombeo hidráulico reversible, cuya potencia instalada actual es de 3,3 GW que, según el PNIEC, aumentará hasta los 6,8 GW de potencia para 2030. Para el presente estudio se han asumido dichos 6,8 GW existentes en el 2030, con incrementos posteriores a 8GW en 2040 y 10 GW in 2050, considerando el potencial existente en España [proyectos de Mont Negre (3300 MW), Girones y Raimats (3400 MW) y Navaleo

(552 MW)]. La eficiencia global considerada en la recuperación de energía mediante bombeo ha sido del 76% (Victoria, 2020). Como condición adicional de contorno, para la obtención de la energía hidráulica generada se ha replicado el perfil de los datos históricos disponibles mientras que, para la capacidad de bombeo, por cuestiones tanto medioambientales como de seguridad de suministro de agua, se ha considerado que esta nunca va a poder ser inferior al 30% de la disponibilidad de los embalses.

A pesar de la elevada flexibilidad y eficiencia que proporciona el bombeo al sistema eléctrico español, resulta claro que se deben de buscar tecnologías adicionales de almacenamiento energético dado que, por razones tanto medioambientales como de disponibilidad de ubicaciones factibles, el desarrollo del bombeo hidráulico va a estar limitado, mientras que la demanda y generación seguirán aumentando.

Es por ello que la segunda tecnología de almacenamiento energético considerada han sido las baterías, para las que se ha considerado una potencia instalada de 2,5 GW en 2030, 5 GW en 2040 y 10 GW en 2050. En todos los casos, la duración máxima considerada para el servicio de estas baterías ha sido de 4 horas y con un mínimo de 1000 horas anuales de operación que, en caso de no utilizarse en su totalidad, la diferencia no utilizada se repercute económicamente sobre el sistema para garantizar así su amortización (al tener un coste superior al resto de tecnologías, el proceso de optimización va a recurrir a este almacenamiento sólo cuando no tenga otra opción).

Y, finalmente, la energía termosolar se considera puede ser el elemento clave que posibilite el proceso de descarbonización del sector energético en España, aportando tanto la potencia síncrona mínima como de base necesarias para el sistema. En España existen en la actualidad un total de 50 plantas termosolares comerciales con una potencia total instalada de 2,3 GW, de las cuales sólo 18 poseen almacenamiento térmico (17 son plantas cilindro-parabólicas de 50 MW con 7,5 horas de almacenamiento y una planta de receptor central de 20 MW con 15 horas de almacenamiento), por lo que el perfil de generación actual de la termosolar es fundamentalmente diurno. Sin embargo, la nueva termosolar que se instale, se considera que deberá de tener un perfil de operación diferente, enfocado primordialmente a la operación nocturna. Es por ello que, para el presente análisis, se ha considerado que todas las nuevas plantas termosolares tendrían 12 horas de almacenamiento, con una eficiencia del mismo del 90%, y con un número anual de horas equivalentes de operación de 2600. En el caso de la tecnología fotovoltaica, las horas anuales equivalentes consideradas son 1600 y 2044 en el caso de la tecnología eólica.

La última de las hipótesis consideradas es que el incremento anual de la demanda de electricidad sería del 0.5% entre los años 2018 a 2030, y del 1.5% anual entre el 2030 y el 2050, principalmente debido al desarrollo del coche eléctrico.

## RESULTADOS

Esta sección presenta un resumen de los resultados obtenidos considerando los dos escenarios previamente descritos. Sin embargo, la optimización proporciona una gran cantidad de información que puede consultarse en la siguiente página web: <http://mixspain.psa.es/>. Como ejemplo, la Figura 1 muestra la demanda, generación eléctrica y energía almacenada a nivel horario desde el 1 al 7 de mayo de 2030.

Al ser una optimización multiobjetivo, la bondad de cada solución viene determinada por dos funciones objetivo: minimizar vertidos y coste medio de generación eléctrica, y por lo tanto no existe una solución óptima única, sino un conjunto de soluciones distribuidas en el llamado Frente de Pareto. Las soluciones presentadas en las siguientes tablas son aquellas que minimizan lo máximo posible los vertidos al mínimo coste. Para la selección de estas soluciones además se ha tenido en cuenta que las potencias instaladas de PV, eólica y CSP deben seguir una progresión a lo largo de los años considerados: 2030, 2040 y 2050.

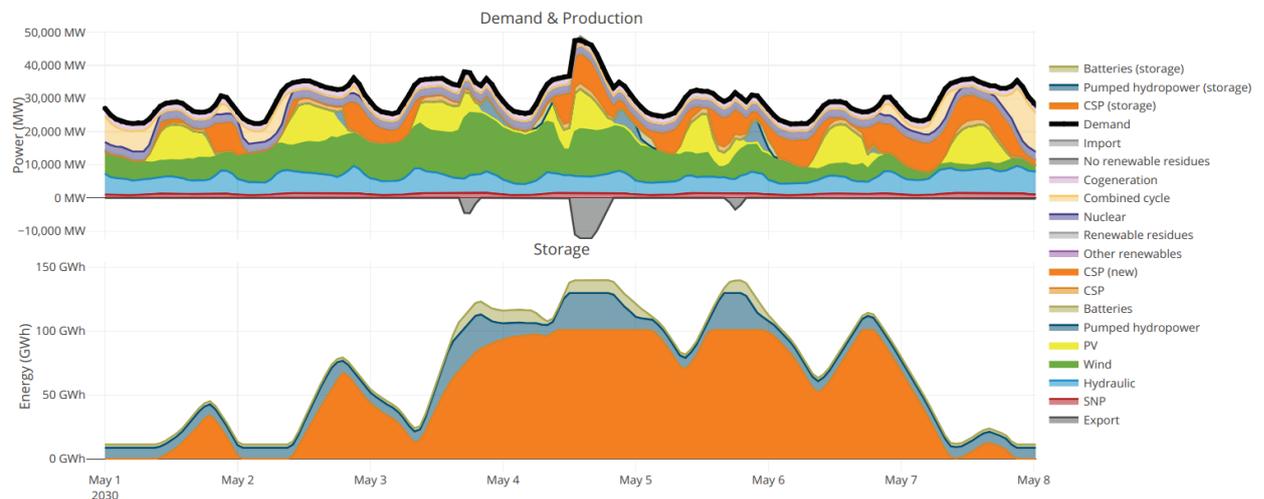


Fig. 1. Gráfico horario de demanda, generación de electricidad y almacenamiento del 1 al 7 de mayo de 2030 para el escenario 1

La Tabla 2 muestra los principales resultados para el escenario 1: potencia instalada PV, eólica, CSP, renovable y total junto con el coste medio, mientras la Tabla 3 muestra la demanda, electricidad generada, importada y exportada junto con los vertidos y emisiones de CO<sub>2</sub>. Las Tablas 4 y 5 presentan los mismos resultados, pero para el escenario 2.

Tabla 2. Resultados escenario 1 (1/2)

Año	Potencia PV (GW)	Potencia eólica (GW)	Potencia CSP (GW)	Potencia total (GW)	Potencia renovable (GW)	Coste medio electricidad (c€/kWh)
2030	17,50	35,39	10,71	127,18	91,01 (71,56 %)	5,76
2040	19,65	60,78	19,85	162,24	131,35 (80,96 %)	5,41
2050	30,36	89,44	24,42	211,12	182,29 (86,34 %)	4,74

Tabla 3. Resultados escenario 1 (2/2)

Año	Demanda (TWh)	Elec. producida (TWh)	Elec. exportada (TWh)	Elec. importada (TWh)	Vertidos (TWh)	Emisiones CO <sub>2</sub> (kt) & porcentaje de reducción <sup>(1)</sup>
2030	286,50	288,04	1,43	0,01	0,12	38.675,52 (40,07 %)
2040	301,15	314,99	10,00	0,14	3,98	25.801,23 (60,02 %)
2050	316,55	370,95	29,79	0,18	24,79	12.904,89 (80,00 %)

Tabla 4. Resultados escenario 2 (1/2)

Año	Potencia PV (GW)	Potencia eólica (GW)	Potencia CSP (GW)	Potencia total (GW)	Potencia renovable (GW)	Coste medio electricidad (c€/kWh)
2030	18,95	52,74	4,59	138,57	103,69 (74,83 %)	5,11
2040	25,92	82,58	17,28	185,68	156,85 (84,47 %)	4,87
2050	67,37	124,29	78,01	307,58	307,58 (100 %)	6,29

Tabla 5. Resultados escenario 2 (2/2)

Año	Demanda (TWh)	Elec. producida (TWh)	Elec. exportada (TWh)	Elec. importada (TWh)	Vertidos (TWh)	Emisiones CO <sub>2</sub> (kt) & porcentaje de reducción <sup>(1)</sup>
2030	286,50	296,02	8,69	0,01	0,84	32.261,86 (50,01 %)
2040	301,15	339,89	24,78	0,10	14,06	16.099,78 (75,05 %)
2050	316,55	608,32	69,39	0,00	222,38	0 (100,00 %)

<sup>(1)</sup> Reducción de emisiones con respecto a 1990

## DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Los mix eléctricos que se han elegido finalmente de los Frentes de Pareto proporcionados por el algoritmo genético utilizado, son los considerados globalmente más razonables, por su buena relación entre el coste de la electricidad generada y cantidad de vertidos, además de conllevar un aumento temporal razonable en la potencia total instalada de fotovoltaica, eólica y termosolar. La Fig. 2 muestra las opciones de mix eléctrico obtenidas para el escenario 1, cubriendo la demanda y sin exceder la capacidad de importación/exportación de las interconexiones internacionales previstas. Los vertidos asociados a esos mix eléctricos se consideran razonables, aunque ya empiezan a ser importantes en el año 2050, (0,12 TWh en 2030, 3,98 TWh en 2040 y 24,79 TWh en 2050) si se comparan con la demanda total anual de electricidad (286,5 TWh en 2030, 301,15 TWh en 2040 y 316,55 TWh en 2050).

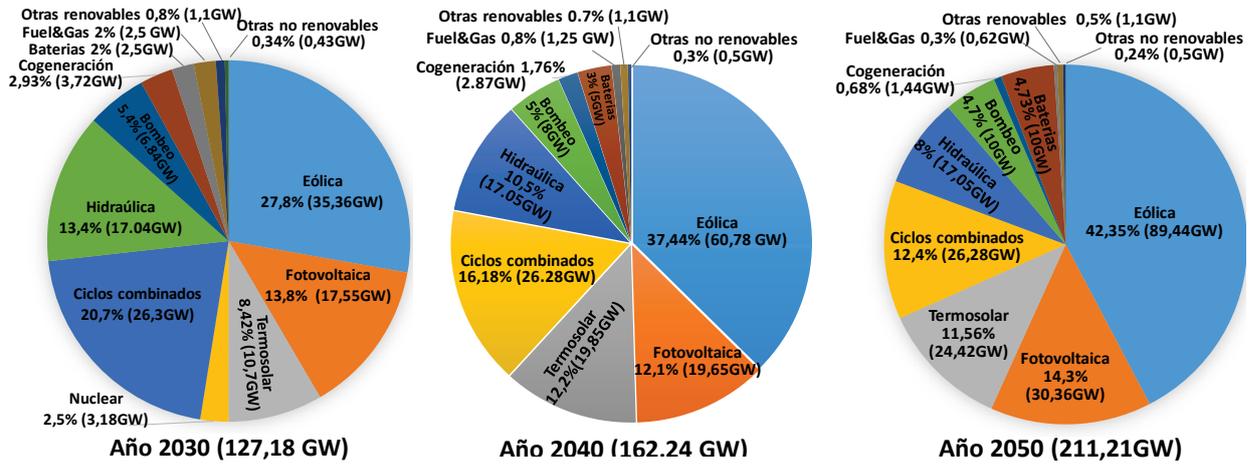


Fig. 2. Mix eléctrica para una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> del 40% (2030), 60% (2040) y 80% (2050).

Por otro lado, la potencia total instalada de fotovoltaica, eólica y termosolar que se requeriría está dentro de los potenciales existentes en España para dichas tecnologías. El aumento de la potencia instalada para cada una de estas tres tecnologías, partiendo de la existente en 2020, parece factible, aunque supondría un esfuerzo de inversión muy importante, al tener que incrementarse entre 2020 y 2050 de 7,85 GW a 30,36 GW en fotovoltaica, de 25,3 GW a 89,44 GW en eólica y de 2,3 a 24,42 GW en termosolar. Ese gran esfuerzo inversor conllevaría una gran creación de empleo en España para el desarrollo de los correspondientes proyectos, con los consiguientes beneficios para la economía local. Pero es posible una escasez de mano de obra cualificada para desarrollar a tiempo todos los proyectos. La tecnología que requeriría un mayor esfuerzo en la década 2020-2030, es la de centrales termosolares, con un incremento en la potencia total instalada de 8,4 GW, lo que supone un aumento porcentual de casi un 400% con respecto a la potencia existente en 2020. En ese mismo periodo le seguirían en aumento porcentual las plantas fotovoltaicas, con un aumento de 10 GW, lo que significa un aumento del 150%. Por su parte, los parques eólicos experimentarían el crecimiento absoluto más importante en las últimas dos décadas consideradas, de 2030 a 2050, con un incremento de 54,05 GW, mientras que entre 2020 y 2030 el incremento sería solo de 10 GW. De este modo, la potencia total instalada en parques eólicos sería cercana al 50% del potencial eólico comercial máximo estimado para España con velocidad media de 6,6 m/s (IDAE, 2011). En esta senda de reducción de emisiones, la generación eléctrica no renovable sería principalmente la de los ciclos combinados, que mantendrían una potencia total instalada de 26,28 GW hasta 2050 y ayudarían a aportar la potencia rodante necesaria para la estabilidad a la red eléctrica. El análisis de los resultados obtenidos para el escenario 2 de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> (50% en 2030, 75% en 2040 y 100% en 2050) pone claramente de manifiesto el gran reto que supone lograr una generación eléctrica totalmente libre de emisiones de CO<sub>2</sub>. En la Fig. 3 se muestra como debería evolucionar el mix eléctrico para lograr estos objetivos de reducción de emisiones. Los perfiles de generación típicos de las plantas fotovoltaicas, eólicas y termosolares obliga a disponer de una altísima potencia eólica instalada en el 2050 para poder asegurar que se satisfaga la demanda durante todo el año sin exceder la capacidad de las conexiones internacionales (11.5 GW), porque la gran gestionabilidad de las centrales termosolares, el bombeo, centrales hidráulicas y los 10 GW de baterías con 4 horas de capacidad no son suficiente para garantizar el suministro de la demanda durante todo el año si no se alcanza dicha potencia eólica. Por este motivo, el mix eléctrico requerido para una generación eléctrica libre de emisiones de CO<sub>2</sub> resulta altamente ineficaz, pues se tendría una potencia total instalada de 307.58 GW para satisfacer una demanda anual de solo 316,55 TWh, lo que conllevaría unos vertidos excesivamente altos (222,38 TWh). A pesar de ello, el coste de la electricidad suministrada a la red no resulta tan alto como podría esperarse (62,9 €/MWh), a pesar de que el modelo utilizado para el estudio garantiza un ingreso anual mínimo para las diversas tecnologías si su número total de horas reales de producción no supera un valor mínimo que garantice una rentabilidad y haga atractiva la inversión en las plantas. El estudio realizado ha puesto de manifiesto el gran reto que supone un mercado eléctrico totalmente libre de emisiones de CO<sub>2</sub> si no se dispone de tecnologías de almacenamiento de larga duración, que posibiliten guardar los excedentes eléctricos durante varias semanas. El almacenamiento en forma de energía térmica de la electricidad excedente, para convertirla posteriormente, cuando se necesite, en electricidad mediante ciclos termodinámicos, o la producción de hidrógeno mediante plantas electrolizadoras de alta potencia y eficiencia, pueden ser dos soluciones que permitan tener un mix eléctrico más eficiente, libre de emisiones de CO<sub>2</sub> y con menos vertidos. Los datos obtenidos del estudio realizado han mostrado que lograr el objetivo de un mercado eléctrico totalmente descarbonizado parece poco factible mientras no se disponga de las tecnologías de gestión de excedentes y almacenamiento requeridas, a menos que se esté dispuesto a aumentar mucho el precio de la electricidad y a tener un parque eléctrico muy sobredimensionado.

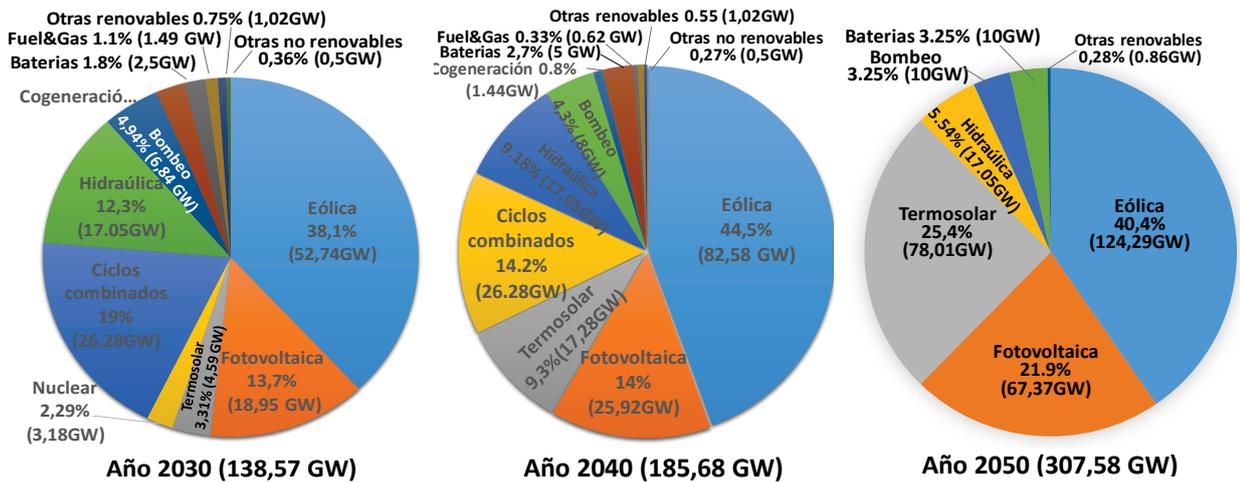


Fig. 3. Mix eléctrica para una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> del 50% (2030), 75% (2040) y 100% (2050).

## CONCLUSIONES

El algoritmo genético NSGA-II con optimización multiobjetivo utilizado en este estudio ha demostrado ser una excelente herramienta para encontrar las opciones de mix eléctrico que satisfagan la demanda de los consumidores, sin exceder las capacidades de importación/exportación de las conexiones internacionales y cumplan los requisitos impuestos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, con optimización simultánea de costes y vertidos.

Los resultados obtenidos en este estudio muestran que es posible conseguir altos niveles de reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub> con respecto a las del año 1990, sin que ello conlleve altos costes de la electricidad o excesivos vertidos. Una reducción del 80% en las emisiones de CO<sub>2</sub> en el año 2050 requerirá un mix eléctrico renovable en un 86,34% y conllevará un coste aproximado de la electricidad de 47,4 €/MWh. Con las hipótesis consideradas en este estudio, conseguir reducciones en las emisiones de CO<sub>2</sub> superiores al 80% requerirán un mix eléctrico que supondría un alto nivel de vertidos y un mayor coste de la electricidad. Para eliminar por completo las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en el 2050 (mix eléctrico 100% renovable) se necesitaría un mix que supondría un coste de 62,9 €/MWh para la electricidad suministrada a la red y unos vertidos de 222,38 TWh frente a una demanda total de 316,55 TWh, lo que supone un excesivo porcentaje de vertidos. La única forma de poder obtener un mix eléctrico 100% renovable sin unos excesivos vertidos sería disponer de tecnologías competitivas de almacenamiento y gestión a gran escala de la electricidad excedente, porque esto permitiría reducir de forma muy importante la potencia instalada de fotovoltaica, eólica y termosolar, consiguiéndose menores costes de la electricidad y menores vertidos, con un mejor aprovechamiento de la potencia instalada. Por consiguiente, parece esencial el desarrollo de tecnologías que permitan gestionar la electricidad excedente, para usarla en aquellos momentos posteriores cuando se necesite. Solo así sería posible un mix eléctrico 100% renovable cuya capacidad de producción sea usada de forma eficiente y económica.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se ha llevado a cabo haciendo uso de la infraestructura de computación facilitada por el Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA-CIEMAT), financiado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER). El CETA-CIEMAT pertenece al CIEMAT y al Gobierno de España.

## BIBLIOGRAFÍA

- Amores A., Álvarez L., Chico J., Ramajo G., Márquez A., Benito A. (2018) *Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050: la eficiencia energética y la electrificación*. Deloitte, Madrid.
- Coester A., Hofkes, E M.W., Papyrakisc E. (2018). An optimal mix of conventional power systems in the presence of renewable energy: A new design for the German electricity market. *Energy Policy* 116, 312–322.
- Cole W., Frazier A.W. (2020). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-75385. <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>.
- Deb K., Pratap A., Agarwal S. and Meyarivan T. (2002). A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 6-2, 182-197, <https://doi.org/10.1109/4235.996017>
- Denholm P. (2012). Consequences of High Penetration Renewables, Chapter 43 in *Fundamentals of Materials for Energy and Environmental Sustainability*, Cambridge University Press.
- Fortin F.A., De Rainville F.M., Gardner M.A., Parizeau M. and Gagné C. (2012). DEAP: Evolutionary Algorithms Made Easy, *J. of Machine Learning Research*, 13, 2171-2175.

7. Gomez-Calvet R., Martínez-Duart JM, Serrano-Calle S. (2019). Current state and optimal development of the renewable electricity generation mix in Spain. *Renewable Energy* 135, 1108-1120.
8. Johnson S.C., Rhodes J.D, Webber M.E. (2020). Understanding the impact of non-synchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways. *Applied Energy*, 262, 114492.
9. IDAE (2011). *Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Estudio Técnico PER 2011-2020*. Informe técnico disponible en: [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e4\\_atlas\\_eolico\\_A\\_9b90ff10.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_A_9b90ff10.pdf)
10. Linares P., Rodilla P., Gómez T., Rivier M., Frías P., Chaves JP., Sánchez A., Gerres T., Cossent R., Olmos L., Ramos A., Rouco L., Martín F. (2018). *El Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas* Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas. Madrid.
11. Lopes Afonso T., Cardoso Marques A., Fuinhas J.A. (2019). Accommodating renewable energy sources in a small electricity market: An analysis considering the interactions of sources within Portugal and Spain. *Heliyon* 5, e02354.
12. Luz T., Moura P.S., de Almeida A.T. (2018). Multi-objective power generation expansion planning with high penetration of renewables, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 81, 2637e2643.
13. Mendes C., Soares I. (2014). Renewable energies impacting the optimal generation mix: The case of the Iberian Electricity Market. *Energy* 69, 23-33.
14. Milstein I., Tishler A. (2011) Intermittently renewable energy, optimal capacity mix and prices in a deregulated electricity market. *Energy Policy*, 39, 3922–3927.
15. Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino (2010). *Greenhouse gas emissions inventory of Spain 1990-2008*. Communication to the EC. [http://content.ccrasa.com/library\\_1/10214%20-%20UNFCCC%20-%20GREENHOUSE%20GAS%20EMISSIONS%20INVENTORY%20OF%20SPAIN%201990-2008.pdf](http://content.ccrasa.com/library_1/10214%20-%20UNFCCC%20-%20GREENHOUSE%20GAS%20EMISSIONS%20INVENTORY%20OF%20SPAIN%201990-2008.pdf).
16. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, 2020*, <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
17. Moura P.S., de Almeida A.T. (2019). Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14(5), 1461e1468.
18. Red Eléctrica de España (REE), La transición energética se apunta otro tanto: las emisiones caen al mínimo histórico, <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/especial/2020/01/la-transicion-energetica-se-apunta-otro-tanto-caen-las-emisiones-a-un-minimo-historico#>
19. Sánchez-Durán R., Barbancho J., Luque J. (2019). Solar Energy Production for a Decarbonization Scenario in Spain. *Sustainability*, 11, 7112.
20. Shiwei Y., Shuangshuang Z., Shuhong Z., Zhenxi L., Lancui L. (2019). Developing an optimal renewable electricity generation mix for China using a fuzzy multi-objective approach. *Renewable Energy* 139, 1086-1098.
21. Strbac G, Shakoor A, Black M, Pudjianto D, Bopp T. (2007). Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems. *Electr Power Syst Res*; 77: 1214e27.
22. Victoria M., Kun Z., Brown T., Gorm B.A., Greiner M. (2020). The role of photovoltaics in a sustainable European energy system under variable CO2 emissions targets, transmission capacities, and costs assumptions. *Progress in Photovoltaics*, 28(6), 483-492.