

SIMULACIONES DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2025 Y 2030:

LA RELEVANCIA DEL COMPORTAMIENTO ESTRATÉGICO

Luis de Fuentes Naranjo y Natalia Fabra

Julio 2019

Recientemente, el Gobierno ha aprobado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para responder, en el marco de los compromisos comunitarios, a los retos energéticos y medioambientales del futuro. En el PNIEC se detallan las reformas necesarias para cumplir con los objetivos de descarbonización, renovables, eficiencia energética y mercado interior de la energía, entre los más importantes.

En el Trabajo Fin de Grado (TFG) de Luis de Fuentes Naranjo, realizado en la Universidad Carlos III bajo la dirección de Natalia Fabra, se han replicado las simulaciones del PNIEC sobre el funcionamiento del mercado eléctrico español, pero esta vez incorporando el comportamiento estratégico de las empresas eléctricas en el análisis. El objetivo es doble. Por una parte, comprender los efectos sobre el mercado eléctrico del cambio de mix contemplado en el PNIEC bajo un supuesto más cercano a la realidad en relación con el comportamiento de las empresas eléctricas. Por otra, comprender cómo el potencial ejercicio de poder de mercado puede afectar al cumplimiento de los objetivos (en la medida en que afecta a las decisiones de inversión, producción y fijación de precios).

En lo referente al mercado eléctrico, el PNIEC realiza simulaciones para los horizontes 2025 y 2030, y lo hace bajo dos escenarios - el Objetivo (que incorpora las medidas propuestas) y el Tendencial o *Business-As-Usual* - suponiendo un comportamiento competitivo entre los agentes. Sin embargo, si bien los resultados de las simulaciones del PNIEC son ilustrativos del efecto de las medidas propuestas sobre el mercado eléctrico español, obvian un elemento importante: el hecho de que los mercados eléctricos pueden ser susceptibles al poder de mercado de las empresas eléctricas, como se ha puesto de manifiesto en la práctica y en la literatura económica.

Para incorporar a las simulaciones el comportamiento estratégico, se ha utilizado el programa de simulación **Energeia Simula**, que a su vez se basa en el modelo propuesto en *“How to allocate forward contracts: the case of electricity market”* (de Frutos, M.-Á., Fabra, N., *European Economic Review*, 2012). Energeia aporta los resultados de las simulaciones tanto bajo el supuesto de comportamiento competitivo como bajo el supuesto del comportamiento estratégico. Los datos que alimentan las simulaciones se han calibrado para que los resultados bajo el supuesto de comportamiento competitivo coincidieran con los aportados por el PNIEC. Para ello, se ha partido de los mismos supuestos en lo que se refiere a las tasas de incremento de la demanda, del precio de los combustibles, variación en el parque de generación y saldos de importación-exportación con Francia y Portugal. Las simulaciones del TFG de Luis de Fuentes matizan algunas de las conclusiones del PNIEC debido a los efectos que tiene el comportamiento estratégico de las empresas sobre el funcionamiento del mercado eléctrico.

Tabla 1: Precios estimados por el PNIEC y por Energeia (€/MWh)

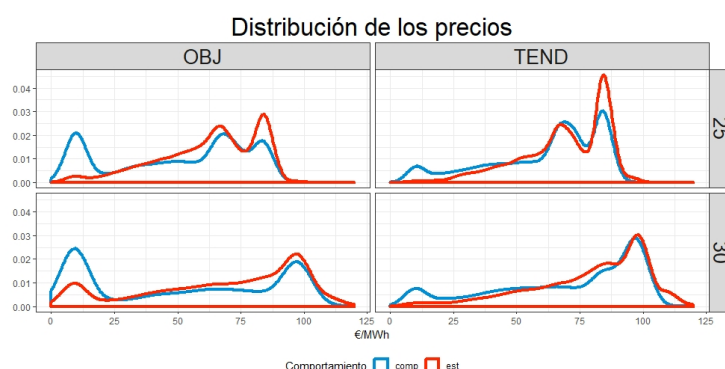
COMPORTAMIENTO	2025OBJ	2025TEND	2030OBJ	2030TEND
PNIEC				
competitivo	53	63.1	56.8	69.7
ENERGEIA	CONEXIONES ABIERTAS			
competitivo	50.2	61.1	52.2	70.14
estratégico	62.2	68.8	68.14	79.5

En primer lugar, los resultados indican que los precios medios del mercado eléctrico serán más elevados por efecto del poder de mercado. Como se observa en la Tabla 1, en promedio, en los escenarios Objetivo los precios serán 10.2€/MWh mayores a los simulados por el PNIEC, lo que supone un incremento del 17.35% para las simulaciones de 2025 y del 20% para las de 2030. Las simulaciones indican que cuando las empresas se comportan estratégicamente, se pueden producir dos tipos de efectos: o bien reducen la producción nacional para permitir que las importaciones de Francia y Portugal acaben fijando un mayor precio de mercado, o reducen la producción de sus centrales para que centrales con mayores precios de oferta marquen el precio del mercado.

Tabla 2: Desviación típica de los precios en los distintos escenarios (€/MWh)

Año 2025			Año 2030		
Escenario	Comp	Est	Escenario	Comp	Est
OBJ	27.21	19.75	OBJ	36.74	31.03
TEND	22.1	17.26	TEND	28.8	22.64

En segundo lugar, como reflejan la Tabla 2 y la Figura 1, los resultados ponen de manifiesto que el comportamiento estratégico reduce la volatilidad de precios frente al escenario competitivo.

Figura 1: Distribución de los precios simulados en cada escenario (€/MWh)

No obstante, aun bajo el supuesto de comportamiento estratégico, la volatilidad de precios irá en aumento. La desviación típica estimada de los precios para el último trimestre de 2018 fue de 3€/MWh. En el escenario Objetivo a 2025 se estima que la desviación típica suba hasta los 19.75€/MWh y que en el mismo escenario a 2030 se alcancen los 31.03€/MWh. Este aumento en la volatilidad tiene dos causas: una, el incremento de energías renovables, que harán que

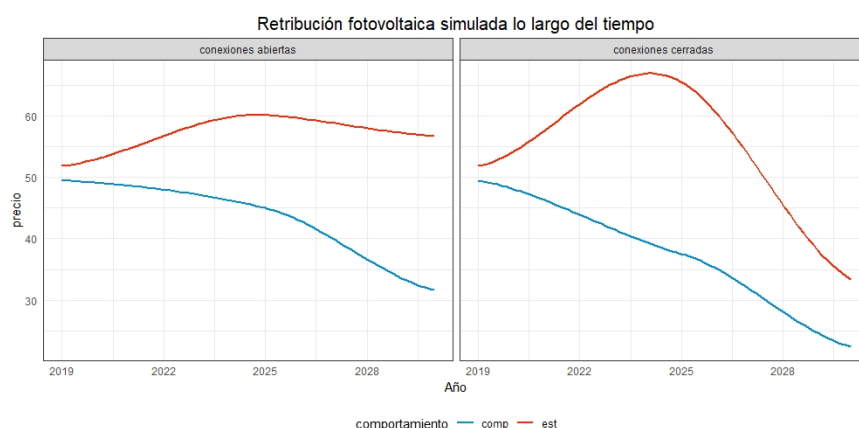
los precios se depriman durante las horas centrales del día; y dos, el incremento del precio de los combustibles, que producirá un rápido ascenso de los precios durante las horas en las que las renovables no cubran la demanda. Teniendo en cuenta la baja elasticidad de la demanda de electricidad, no es previsible que estas puntas de precios vayan a verse mitigadas por la reducción de la demanda o por el desplazamiento de demanda de horas de precios elevados a horas de precios bajos. Los resultados de las simulaciones sugieren que sería necesaria una mayor inversión en almacenamiento que la prevista por el PNIEC para que se redujera considerablemente la volatilidad de precios.

Tabla 3: Retribución a la tecnología fotovoltaica (€/MWh)

Interconexiones Cerradas			Interconexiones Abiertas		
Año	Comp	Est	Año	Comp	Est
2019	49.5	51.8	2019	49.5	51.8
2025	37.5	65.5	2025	45	60.1
2030	22.4	33.4	2030	31.6	56.7

En este proyecto también se ha estudiado la retribución futura a precios de mercado de la inversión en tecnologías renovables, cuestión central para comprender si el marco actual aporta incentivos suficientes para que los objetivos de inversión se lleven a cabo bajo el marco retributivo actual. Los resultados muestran una elevada incertidumbre en cuanto a la posibilidad de que la fotovoltaica recupere sus costes de inversión a través de los precios de mercado, reflejada en la figura 2. Mientras que en un posible escenario con elevadas exportaciones, ejemplificado en las simulaciones con interconexiones abiertas, no existe riesgo en la recuperación de la inversión, en otro escenario con menores exportaciones la recuperación de la inversión puede verse comprometida. Este segundo escenario se ha trasladado a las simulaciones cerrando las interconexiones, en las que existen más horas donde las renovables satisfacen la demanda. La diferencia en la retribución entre estos posibles escenarios, 56.7€/MWh en el primero y 33.4€/MWh en el segundo, asciende a los 23.3€/MWh en 2030, como se ve reflejado en la tabla 3 a través de las retribuciones percibidas bajo comportamiento estratégico entre ambos escenarios. No obstante, en todos los escenarios contemplados, el poder de mercado, al elevar los precios, eleva la retribución de la fotovoltaica. Para evitar los efectos negativos de la incertidumbre sobre las decisiones de inversión (p.e. retraso en las inversiones, dificultades para el acceso a la información y primas de riesgo), en otros países se han puesto en marcha subastas que establecen una remuneración constante por MWh hora producido, independientemente de los precios que acaben negociándose en el mercado diario.

Figura 2: Evolución de la retribución a la tecnología fotovoltaica, €/MWh



Finalmente se ha evaluado si, tras incorporar el comportamiento estratégico de los agentes al análisis, se siguen cumpliendo los objetivos medioambientales. Esta cuestión es importante ya que el comportamiento estratégico hace variar significativamente la oferta de los agentes. Estos pueden tener incentivos a renunciar a su propia producción renovable, más barata, para que otra tecnología más contaminante fije un precio de mercado más alto. Los resultados indican que sólo el escenario Objetivo consigue alcanzar la cuota del 74% de producción renovable en la generación eléctrica. Esto se traducirá en una drástica reducción de los niveles de emisión de CO₂ a la atmósfera, representando estos niveles en el escenario Objetivo de 2030 el 24.55% de las emisiones producidas en 2018.

Tabla 4: Generación renovable y niveles de emisión en los distintos escenarios (comportamiento estratégico)

GENERACIÓN RENOVABLE Y LIBRE DE EMISIONES				
ESCENARIO	2025OBJ	2025TEND	2030OBJ	2030TEND
Producción renovable (%)	73.32	63.79	91.43	59.27
Producción libre de emisiones (%)	91.79	85.31	98.85	77.29
NIVEL DE EMISIÓN RESPECTO A 2018				
(%)	31.45	50.19	24.55	58.03

En resumen, si bien las reformas propuestas en el PNIEC tendrán numerosos beneficios para la economía española, este trabajo matiza ciertas cuestiones de relevancia que sólo salen a la luz una vez se incorpora el comportamiento estratégico al análisis.