



UNIVERSIDAD
COMPLUTENSE
MADRID

**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y
EMPRESARIALES**

GRADO EN ECONOMÍA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**Impacto de las energías renovables sobre el precio
de la electricidad**

AUTOR: *Sandra Gómez López*

TUTOR: *Rafael Salas*

CURSO ACADÉMICO: *2017-2018*

CONVOCATORIA: *junio*

RESUMEN

El propósito de este trabajo consiste en investigar los efectos de la generación de energía renovable sobre los precios finales de la electricidad mediante el uso de un modelo econométrico con microdatos. La base de partida es un trabajo de Gelabert et al. (2011) en el que se evalúan para un periodo diferente, el impacto agregado de estas fuentes de energía.

El análisis se realiza con series de datos diarios de España desde el 1 de abril de 2014 hasta el 30 de abril del 2018, cuatro años más tarde del artículo mencionado. En este periodo, el sector de energía solar está más establecido con lo cual nos va a permitir obtener algunos resultados. También se han tratado de corregir algunos problemas de especificación econométrica encontrados en el citado trabajo.

Al estudiar por separado el impacto de la energía eólica y solar en el precio final de la energía podemos observar, por primera vez, la aportación de cada una de ellas a la reducción de precios. Quizás este estudio podría añadir información sobre la decisión de adjudicación de nueva potencia instalada por distintas fuentes de energía en las futuras subastas.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN
2. ANÁLISIS DE DATOS
3. MODELO ECONOMETRICO Y RESULTADOS
4. CONCLUSIONES
5. BIBLIOGRAFÍA

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha experimentado una evolución notable en el uso de las energías renovables, debido a la preocupación de la población por los crecientes precios de la energía y el impacto de las fuentes tradicionales de energía sobre el cambio climático.

Para abordar el estudio del sector energético español, es trascendental el análisis del impacto de las distintas fuentes de energía no renovables en el cambio climático, debido a que las emisiones producidas por el sector energético le afecta de manera directa.

Las distintas fuentes de energía renovables son sin duda elementos fundamentales en el diseño de nuevas y futuras políticas de lucha contra el cambio climático (IEA 2012 e IPCC 2011), como lo pueden ser en la promoción de sectores estratégicos, o para la reducción de la dependencia energética en países dependientes de fuentes de energía fósiles convencionales o ante la subida del precio del petróleo.

También pueden ser elementos fundamentales para la lucha contra la pobreza energética. En España, miles de hogares no pueden permitirse el acceso a la energía suficiente por el alto precio de la electricidad debido a la excesiva utilización de energías no renovables, a las primas pagadas por la energía renovable en el pasado, a la ineficiencia de las viviendas y a los insuficientes ingresos mensuales. En 2003 el gobierno incluyó el bono social, un decreto ley que fue modificado en 2017, con el que se facilita a los hogares españoles con imposibilidad de pago la posibilidad de tener un suministro básico que permita a los consumidores una situación económica más desahogada.

Para la concesión de dicho bono social los hogares españoles deben cumplir alguno de los requisitos exigidos:

1. Tener una tarifa eléctrica PVPC y una potencia inferior a 10kw
2. Niveles de renta inferiores a los niveles exigidos en cada umbral
3. Pensionistas mayores de 60 años que dispongan de la pensión mínima
4. Familias numerosas

En 2015 se llevó a cabo la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que desembocó en el Acuerdo de París. Todos los países integrantes, entre ellos España, acordaron métodos de actuación comunes y una reducción de entre un 40-70% de las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050 hasta alcanzar un nivel de gases nulo en el año 2100.

Con anterioridad España había llevado a cabo una serie de políticas energéticas a favor de las fuentes de energía renovables, aunque inicialmente habían incurrido en grandes costes. Hasta 2012 España se convirtió en un país líder en potencia instalada en energía eólica en el mundo y con un tejido tecnológico puntero en esa fuente de energía.

En el año 2012 se produjo un freno en el avance de las energías renovables ocasionado por el alto coste de las primas para el Estado. El gobierno no podía sostener un sistema de primas tan alto a las empresas de energía renovable, por ello decidieron eliminarlas. El Consejo de Ministros aprobó un Real Decreto en el que se aprobaba dicha eliminación de primas. La decisión del Ejecutivo provocó la decadencia de las energías renovables, que estaban creciendo a un ritmo constante y afianzándose en el mercado para reducir costes en un futuro muy cercano.

La repentina decisión del Gobierno no solo afectó a las empresas productoras de energías renovables, también llevó al aumento de utilización de combustibles fósiles provocando mayor dependencia con las energías no renovables. A su vez provocó el distanciamiento con los objetivos programados para el año 2020 y el detrimento de las empresas dedicadas a la facilitación de materiales para la construcción de nuevas instalaciones destinadas a las energías renovables, comprometiendo miles de puestos de trabajo.

Según Heikki Willstedt, director de Políticas Energéticas AEE, parar la eólica en ese momento fue una decisión ilógica porque le quedaban pocos años para ser competitiva sin incentivos.

La reducción de costes y el aumento de la eficiencia de los nuevos equipos las hacen de nuevo factibles, sin necesidad de acudir a financiación con primas.

Este tipo de energía no produce emisiones de gases de efecto invernadero, son energías limpias y sostenibles capaces de frenar, mediante su utilización, el aumento de la capa de ozono y limitar los efectos del cambio climático.

Las energías no renovables siguen teniendo un coste marginal muy alto, utilizarlas es más caro que utilizar energías renovables. España siempre ha dependido energéticamente de los recursos fósiles, la importación de los mismos ha producido el aumento del precio de energía históricamente.

A partir del año 2016 se vuelve a reactivar el desarrollo de las fuentes de energía renovables, relanzando la concesión de nuevos permisos a plantas de energía eólica y solar. El Gobierno toma medidas acerca de la concesión de incentivos a energías renovables para alcanzar el objetivo europeo 2020, por lo que realiza subastas energéticas en las que se adjudican megavatios a aquellas empresas que sean más rentables, eficientes y presenten un proyecto más ambicioso de futuro.

Para determinar que energía renovable era más rentable para el país se realizaron 3 subastas de energía:

La primera, en enero de 2016, fue la primera subasta energética en la que se subastaron 700 Mw, los cuales 500 Mw se otorgaron a la energía eólica sin ningún tipo de retribución regulada, es decir, sin ninguna prima.

La segunda, en mayo de 2017, modificó la subasta anterior. Según el BOE se trataba de una "subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones

de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables", constando con una normativa muy difícil. Se subastaron 3.000 Mw, los cuales fueron adjudicados en su totalidad a la energía eólica. La subasta tuvo un precio cero, esto provocó que todas las energías tuviesen las mismas oportunidades de ser elegidas. Se prefirió elegir a las energías que más produjesen, por ello se adjudicó la subasta a la energía eólica. El propio ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, comentó que cada Kw de energía eólica instalada tiene un mayor impacto energético que un Kw de energía solar. Esto es algo que no está contrastado empíricamente.

Fue una subasta muy polémica, la energía solar se vio gravemente perjudicada y discriminada. La subasta fue recurrida al Tribunal supremo, pero sin éxito.

La tercera subasta, en Agosto de 2017, se ofreció de nuevo 3.000Mw. Podían participar en la subasta tanto energía solar como eólica. En esta subasta tuvo mayor peso la energía solar, que con el aumento de 2.000 Mw a los 3.000 Mw ofertados inicialmente, consiguió adquirir 3.909,1 megavatios. La eólica no tuvo tanto éxito como en las anteriores, aun así obtuvo 1.127,81 megavatios.

Tal y como se cita en el artículo en el que nos basamos "El aumento inicial de las energías renovables trajo consigo serias dudas de su rentabilidad, ya que los objetivos iniciales no eran tan ambiciosos como ahora. El impacto en el presupuesto y en las tarifas de la electricidad era bastante restringido."

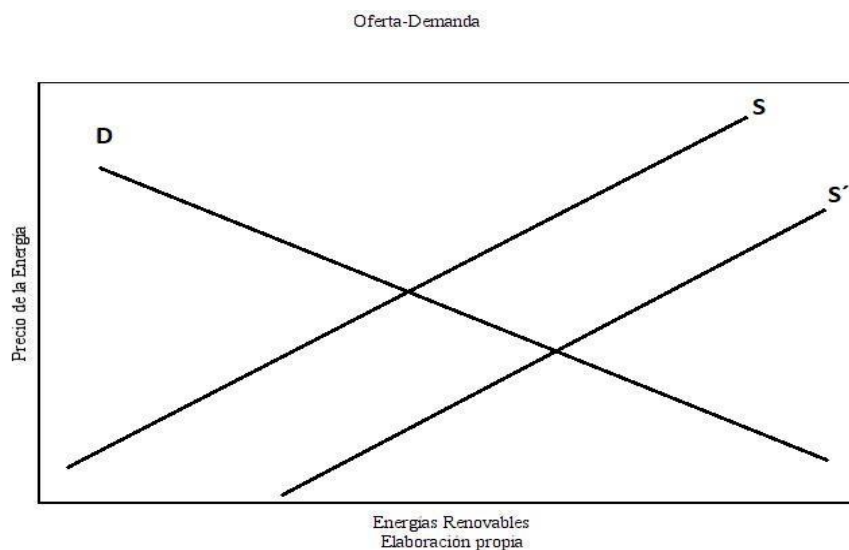
El objetivo de conseguir un aumento en la utilización energías renovables ha establecido un debate importante sobre los costes y la disponibilidad inmediata de las mismas.

El debate que se ha establecido actualmente reside en la elección de la energía renovable más eficiente y barata y determinar el destino de nuevas adjudicaciones de subastas, si deben ir a plantas eólicas o solares.

En este trabajo se pretende identificar parte de los beneficios de estas dos fuentes de energía renovable. Evidentemente, el conocimiento del impacto de la producción adicional de energía renovable en los mercados energéticos es fundamental para la evaluación de la deseabilidad de las medidas de apoyo a estos sectores. Una pregunta clave es el impacto de la producción de estos sectores en los precios finales de la electricidad.

Desde el punto de vista teórico el resultado está bien documentado en Skytte (2002), Sensfuss et al. (2008) y Nicolosi y Fürsch (2009), la producción por energía renovable con costes marginales cercanos a cero, fuerzan al precio final a la baja en las subastas del mercado de electricidad.

Figura 1: Aumento de Oferta



Actualmente, el coste marginal de la energía renovable es muy reducido, o incluso nulo. Es una energía abundante y muy competitiva respecto a las energías tradicionales. Al aumentar el uso de las energías renovables se puede observar como los precios disminuyen, y se produce un desplazamiento de la curva de oferta hacia la derecha.

La evidencia empírica pasada en mercados eléctricos de países como Alemania o Austria con una capacidad muy importante de energía renovable y un sistema de apoyo muy fuerte, dista de la situación eléctrica española. Los resultados obtenidos por la energía eólica y solar eran muy similares debido a que los patrones de producción no se captaron adecuadamente a lo largo de la muestra diaria. Ante un aumento de 1GWh de energía eólica el precio se reduce en 1,03€/MWh, en cambio, con el aumento de 1 GWh de energía solar el precio se reduce en 1,26€/MWh.

En el caso de España solo existe evidencia empírica del efecto neto eólico más solar. El aumento de 1GWh de energías renovables reduce el precio en 1,86 €/MWh, cabe destacar que el peso de las energías renovables sobre el total de la producción era mucho más reducido que en la actualidad.

El trabajo está organizado en tres partes muy diferenciadas. En el apartado 2 se describen los microdatos elegidos para el desarrollo del análisis; en el apartado 3 describimos el modelo econométrico y presentamos los resultados obtenidos del análisis en cuestión y en el apartado 4 se exponen las conclusiones finales y las posibles implicaciones del estudio.

2. ANÁLISIS DE DATOS

El análisis econométrico de este trabajo reside en varios modelos de regresión para estimar el efecto del uso de las energías renovables (eólica y solar) sobre el precio final de la energía en España. La muestra utilizada es de frecuencia diaria y cubre el período que va desde el 1 de abril de 2014 hasta el 30 de abril de 2018.

La variable dependiente elegida para el análisis es el precio spot de la energía (PSE_t), es decir, su precio inicial de salida de la energía sin incluir ningún peaje. Hemos realizado ejercicios con el precio final al consumidor y los resultados son similares, incrementados en el valor de las primas que lo diferencian.

En cuanto a las variables explicativas que se incorporan en el modelo son las siguientes: la producción diaria de energía eólica (EOL_t), la producción de energía solar diaria en la que se incluyen fotovoltaica y térmica (SOL_t) y la demanda real total diaria de electricidad ($DEMR_t$). El efecto esperado de las dos primeras variables, que son las que primero entran a satisfacer la demanda, es negativo sobre el precio. Una característica importante de estas variables es que la correspondiente producción energética no puede almacenarse.

La energía hidráulica no la incluimos en este modelo debido a su carácter endógeno: es una energía renovable que, a diferencia de las anteriores, es almacenable. Puede ser utilizada en cualquier momento del tiempo, por ello los resultados que proporciona en el modelo son muy diferentes a los resultados de las otras dos variables explicativas. Tenemos en mente introducirla en un futuro una vez que tengamos buenas variables instrumentales para corregir este problema. Además, se dispone de datos de reservas almacenadas en los embalses, pero con una frecuencia semanal, lo que dificultaría el análisis. El efecto de la demanda total esperamos que sea positivo.

Con este modelo econométrico el objetivo es estimar si el efecto de la reducción del precio final depende de la fuente de energía utilizada para proveer la demanda de los consumidores. Esto es, si un GWh de energía eólica tiene un impacto igual que el impacto sobre el precio que 1GWh producido por energía solar.

Otros problemas que puede tener el modelo son los de la no estacionariedad de los datos, debido a la presencia de comportamientos tendenciales y también estacionalidad en la demanda y, consecuentemente, en los precios. Para detectar posibles comportamientos tendenciales, realizamos un test de raíces unitarias. Como resultado concluimos que el modelo debe estimarse en primeras diferencias y no en niveles. Con respecto a la estacionalidad temporal lo solucionamos introduciendo variables ficticias diarias, mensuales y anuales.

Para realizar la comprobación de la existencia de raíces unitarias, utilizamos dos test Dickey-Fuller Aumentado (ADF) y el test de Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (KPSS). Los dos test utilizados son complementarios, ya que la hipótesis nula de uno es la alternativa del otro, y viceversa. Por tanto, si los resultados son coherentes, su uso conjunto asegura que se produzca un resultado de rechazo de manera robusta.

El modelo ADF tiene como hipótesis nula la existencia de raíz unitaria frente a la alternativa de estacionariedad, en cambio, la hipótesis nula del modelo KPSS es la de estacionariedad, frente a la alternativa de que haya raíz unitaria

Para elegir el número máximo de lag (p) se utiliza la fórmula donde $p = \text{int} [12(T/100)^{1/4}]$, T representa el número total de observaciones incluidas. Determinado el número exacto de lag lo que buscamos es maximizar R^2 , minimizar el criterio de Akaike y que el estadístico de Durbin-Watson sea un valor cercano a 2 para no rechazar la ausencia de correlación entre residuos.

Los resultados de los test ADF y KPSS se incluyen en el siguiente apartado, aunque podemos decir que el modelo se estima en primeras diferencias en vez de en niveles porque algunas de las variables en niveles son no estacionarias I(1). Mediante la aplicación de una diferencia el problema se resuelve y proporciona series estacionarias I(0).

Además de las variables explicativas que componen el modelo, añadimos diversas variables ficticias para captar la posible estacionalidad de las variables explicativas. Incluimos seis dummies diarias correspondientes a los días de la semana (martes a domingo) que capturan las fluctuaciones dentro de la semana (diferencias entre días laborales y fin de semana), once variables ficticias que indican el mes (febrero a diciembre) para capturar la estacionalidad a lo largo del año y cuatro variables dummies anuales (2015-2018) que controlan el ciclo económico.

En el artículo de Gelabert et al. (2011) no se realiza un buen tratamiento de las dummies, pues no incorporan al modelo las dummies en primeras diferencias.

En cuanto al modelo elegido para realizar la estimación es el siguiente:

$$\Delta PSE_t = \beta_0 + \beta_1 \Delta EOL_t + \beta_2 \Delta SOL_t + \beta_3 \Delta DEMR_t + \sum_{k=1}^6 \beta_{k+3} \Delta dd_{kt} + \sum_{l=1}^{11} \beta_{l+9} \Delta dm_{lt} + \sum_{s=1}^4 \beta_{s+20} \Delta da_{st} + u_t$$

En el modelo se incluyen una serie de símbolos: el Δ es el operador de primera diferencia, el subíndice t representa el tiempo (secuencia diaria); dd_{kt} ($k=1, \dots, 6$) son las variables dummies diarias, dm_{lt} las dummies mensuales ($l=1, \dots, 11$) y da_{st} las dummies anuales ($m=1, 2, 3, \dots, 4$); por último, u representa el término de error.

Analizando los correlogramas residuales del modelo se observa la presencia de autocorrelación en el modelo de regresión estimado, por ello incluimos un término medias móvil de orden 1 y de orden 2 para corregir el problema. Esto es $= \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \theta_2 \varepsilon_{t-2} + \varepsilon_t$.

Además de realizar la corrección de la autocorrelación que hemos utilizado en el modelo se aplica el estadístico de desviaciones típicas HAC (Heteroscedasticity and Autocorrelation consistent) para asegurar la validez de la inferencia.

En la sección 3 se explican con al detalle los resultados obtenidos en el modelo estimado

Tabla 1
Estadísticas Descriptivas

Toda la muestra		
	(N=1491)	
	Mean	St.dev
PSE	47,346	12,180
EOL	5,540 (19,85%)	2,966
SOL	1,450 (5,20%)	0,710
DEMR	27,906	2,790

Notas: Las estadísticas calculadas corresponden a promedios diarios. El precio de la electricidad está en €/MWh. En cambio, las variables explicativas del modelo se expresan en promedios horarios de GWh producidos. Los porcentajes entre paréntesis representan el porcentaje de energía eólica y solar sobre el total demandado. Número total de observaciones: 1491.

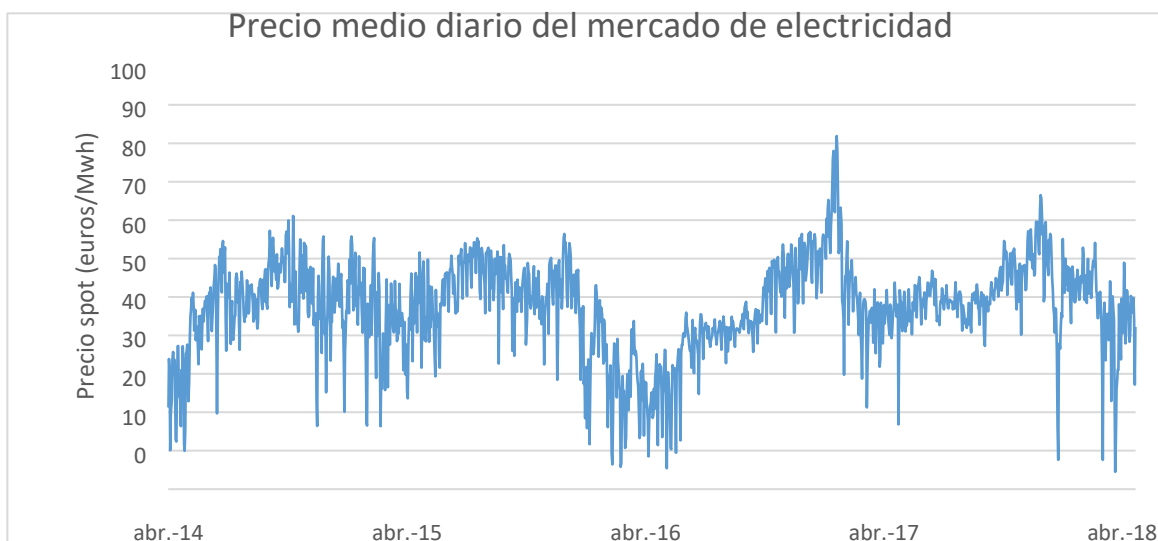
3. MODELO ECONÓMICO Y RESULTADOS

En este apartado desarrollamos con detalle cada uno de los pasos explicados en la sección 2 anterior. Planteamos el modelo econométrico y finalmente analizamos los coeficientes estimados en el mismo.

Los estudios previos no han considerado por separado las distintas fuentes de energía renovable por separado, es en este trabajo donde podemos observar con mayor claridad el impacto de cada una de ellas sobre el precio spot de la energía.

Para obtener una visión global de la generación medida diaria de energías renovables se ha elaborado un gráfico que muestra la variabilidad del precio spot en la muestra seleccionada y otro gráfico en el que se muestran las energías eólica y solar.

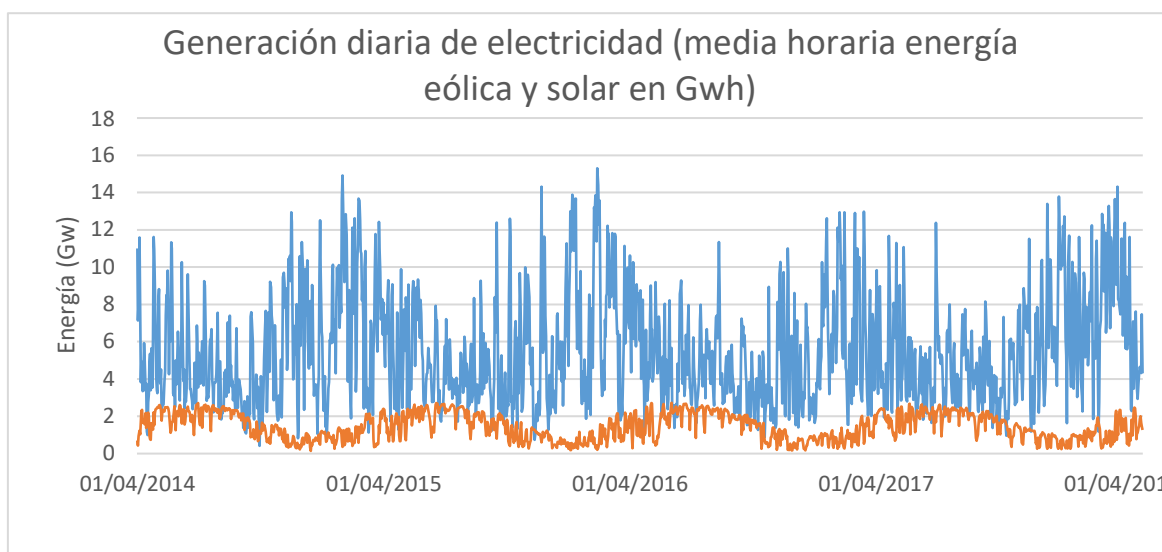
Figura 2: Precio medio diario del mercado de electricidad



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en el gráfico, el precio de la electricidad es muy volátil. En abril del año 2016 se produce una caída prolongada de los precios aunque se va recuperando a lo largo del tiempo hasta alcanzar su pico más alto.

Figura 3: Generación medida eólica (terrestre y marítima) y generación medida solar (térmica y fotovoltaica).



Fuente: Elaboración propia

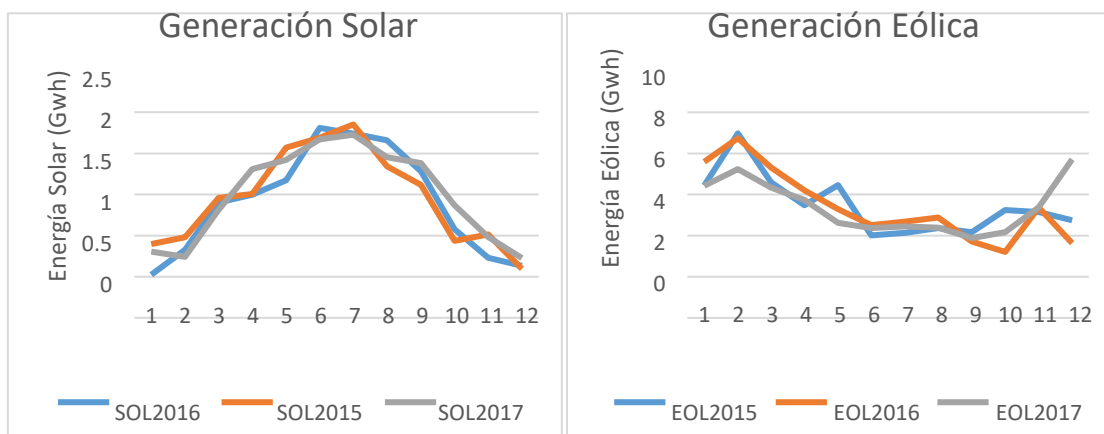
En el caso de la energía eólica (línea azul), tiene una tendencia creciente y decreciente con agudos ascensos y descensos. A simple vista tiene un carácter estacional menos marcado que la energía solar.

En cambio, la energía solar (línea naranja) representa un marcado carácter estacional. Los picos más altos de generación eléctrica se encuentran en los meses de verano mientras que se producen caídas en los meses de otoño e invierno.

Mediante los datos obtenidos para la estimación de los modelos añadidos, se ha podido hacer un promedio de energía eólica y solar en GWh en los años 2015, 2016 y 2017. Se han elegido solo tres años porque los años 2014 y 2018 no son años completos.

Por ello se ha representado la evolución mensual de cada energía durante los tres años seleccionados para visualizar de manera clara y precisa la información aportada en el anterior gráfico.

Figura 4: Generación mensual de energía eólica y solar años 2015, 2016, 2017.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de REE

En los gráficos mensuales de generación de renovables se observa de manera muy clara el carácter estacional de la energía solar. En cambio, la energía eólica tiene una tendencia de comportamiento estacional en los períodos de otoño e invierno, períodos en los que se genera más electricidad eólica.

Para completar la información añadida, se ha realizado una tabla de correlaciones entre las variables incluidas en el modelo estimado por MCO.

Tabla 2
Correlaciones de cambios diarios.

	ΔPSE	ΔEOL	ΔSOL	$\Delta DEMR$
ΔPSE	1			
ΔEOL	-0,620126	1		
ΔSOL	0,112312	-0,19073	1	
$\Delta DEMR$	0,606926	-0,03560	0,01992	1

Nota: las correlaciones se realizan en primeras diferencias

La energía eólica está negativamente correlada con el precio, es decir, a medida que aumenta la generación eólica se produce un descenso del precio. En cambio, la energía solar correla positivamente con el precio. Cuando se realiza una estimación conjunta de

las variables el coeficiente es negativo. Esta correlación positiva puede ser debido a que a pesar de que los costes marginales de la energía solar son cercanos a cero, las producciones de energía solar pueden estar asociadas con periodos de alta demanda. En cualquier caso, se trata de una correlación muy débil en comparación con la que tiene con la energía eólica.

La demanda es un componente que está fuertemente correlado con el precio, a medida que aumenta la demanda de energía el precio de la misma aumenta.

Previamente al análisis del modelo se van a realizar los test de raíces unitarias en las variables mediante los test de Dickey-Fuller Aumentado (ADF) y de Kwiatkowski–Phillips–Schmidt–Shin (KPSS).

La hipótesis nula del test ADF es la existencia de raíz unitaria, en cambio, el test KPSS tiene como hipótesis nula la no existencia de raíz unitaria. Por este motivo usar ambos test asegura, si sus resultados son coherentes, el rechazo de una de las hipótesis nula, conclusión que es más contundente que la de no rechazo.

Tabla 3: TEST ADF Y KPSS

	U_t	ΔU_t
ADF	NO RECHAZO	RECHAZO
KPSS	RECHAZO	NO RECHAZO

Nota: Ambos test ADF y KPSS van a incluir tendencia y constante a la hora de realizar la prueba.

En las tablas 4 y 5 se muestran los resultados de los test ADF y KPSS. Primero se ha realizado el test con las variables en niveles y, como se aprecia en la tabla 4, en algunas de las variables el test ADF no rechaza la existencia de una raíz unitaria mientras que el KPSS rechaza la nula de estacionariedad, ver tabla 5. Se repite el proceso anterior a a la primera diferencia de los datos y, en este caso, el estadístico ADF rechazan la hipótesis nula en todos los casos, mientras que el KPSS no rechaza la estacionariedad de la serie. Por tanto, se concluye que los datos originales son integrados de primer orden, de manera que su primera diferencia es estacionaria en media.

Tabla 4: Test Estadístico de Dickey- Fuller Aumentado (ADF)

Variable	ADF	ADF
	(En niveles)	(En primeras diferencias)
<i>PSE</i>	-3,706	-10,876
<i>DEMR</i>	-4,883	-10,763
<i>EOL</i>	-13,006	-15,616
<i>SOL</i>	-6,219	-16,180

Nota: No se incluye tendencia para la demanda real y se admite una corrección de autocorrelación hasta el orden 24, eligiéndose el orden óptimo mediante un criterio de información. Los valores críticos para rechazar la hipótesis nula de una raíz unitaria son -2,86 (para el 5%) y -3,43 (1%) para el test sin término de tendencia, véase MacKinnon (1996). Se utiliza el criterio de Schwartz.

Tabla 5: Test Estadístico Kwiatkowski–Phillips–Schmidt–Shin (KPSS)

Variable	KPSS	KPSS
	(En niveles)	(En primeras diferencias)
<i>PSE</i>	0,204	0,028
<i>DEMR</i>	0,584	0,020
<i>EOL</i>	0,103	0,039
<i>SOL</i>	0,109	0,038

Nota: no se incluye tendencia para la demanda real. Los valores críticos para rechazar la hipótesis nula de no existencia de raíz unitaria son 0.739 (para el 1%) y 0.463 (para el 5%). Para la variable eólica 0.216 (1%), 0.146 (5%). En cambio, para la variable solar 0.216 (1%) y 0.146

El modelo genérico expuesto en la sección 2 se desglosa en diferentes modelos, cada uno de los cuales aporta una información interesante acerca del sistema eléctrico español.

El modelo 1 está compuesto por las variables ficticias del modelo en primeras diferencias. Se puede observar como los fines de semana la población consume menos electricidad que cualquier otro día entre semana. Los días más significativos son el sábado y el domingo, siendo el último el día de menor consumo.

Este hecho se debe a que el domingo es el día en el que menos población trabaja en comparación con los demás días de la semana

El modelo 2 está formado por la regresión del precio spot y la demanda real. Se observa un efecto positivo y significativo.

Tabla 6: Estimación por MCO de los cambios diarios en los precios de la energía

	Variable dependiente: ΔPSE_t		
	(1)	(2)	(3)
$\Delta DEMR_t$		1,224***	1,472***
		(0,175)	(0,141)
ΔSOL_t			-0,549***
			(0,260)
ΔEOL_t			-1,860***
			(0,059)
$MA (1)$	-0,225***	-0,260***	-0,340***
	(0,028)	(0,027)	(0,034)
$MA (2)$	-0,369***	-0,410***	-0,288***
	(0,028)	(0,027)	(0,034)
Dummies semanales	Sí	Sí	Sí
Dummies mensuales	Sí	Sí	Sí
Dummies anuales	Sí	Sí	Sí
Observaciones	1491	1491	1491
R-cuadrado Ajustado	45,61%	48,19%	78,17%
Durbin-Watson	1,936	1,920	1,957
P-valor	0,000	0,000	0,000

Nota: Los modelos representados en la tabla incluyen una constante y medias móviles de orden 1 y orden 2 para la corrección de la autocorrelación. A su vez se incluye el test de heterocedasticidad de Newey West para determinar robustez de los errores. *** indica un p valor <0.05.

El modelo 3 incluye el precio como variable endógena y todas las variables explicativas en primeras diferencias.

El análisis de este modelo nos permite estimar el efecto que tiene un aumento de 1GWh en la producción de energía utilizando fuentes de energía renovables.

Cuando se produce un aumento de generación de 1GWh proporcionada por energía eólica, el precio de la electricidad se reduce significativamente en 1,86 €/Mwh

En cambio, si el aumento de la producción en 1GWh se satisface con energía solar el precio final de la energía se reduce significativamente en una cuantía menor que con la energía eólica, es decir, se reduce el precio final en 0,55€/Mwh.

4. CONCLUSIONES

En España no hay datos empíricos previos del efecto de energía eólica y solar por separado sobre el precio final de la energía. Sin embargo, sí se han realizado estudios del efecto total de las energías renovables.

En este trabajo se lleva a cabo un análisis para determinar la incidencia de cada una de las fuentes de energías en el precio. España es un país con características propicias para facilitar el aumento de la utilización de la energía solar ya que es uno de los países europeos que más radiación solar recibe.

La energía solar tiene una serie de desventajas que hacen que no sea tan rentable como, en este caso, la energía eólica.

Los rendimientos de los paneles solares son menores que los de aerogeneradores. Para que un panel solar pueda captar la misma energía que un aerogenerador en un parque eólico, necesita tener una superficie muy ancha. Los paneles solares en terreno español son de dimensiones reducidas debido a que su instalación requiere de grandes superficies, que son necesarias para fines agrícolas.

La energía solar es una fuente de energía inestable en comparación con la eólica. La energía eólica es bastante más estable, si varios días no se produce mucho viento en distintas zonas españolas no será la generación nula. En cambio, la energía solar solamente capta energía la mitad del día la otra mitad la generación es nula.

Los resultados de este trabajo son diferentes a investigaciones anteriores basadas en Austria y Alemania, en los que el impacto sobre el precio es similar en torno a 2 euros por Gwh. La diferencia de los resultados puede residir en la menor capacidad de generación eléctrica que tenemos respecto a Alemania.

Un proyecto futuro podría ser ampliar este estudio para analizar si los limitados efectos de la energía solar se podrían ver paliados por el uso de datos horarios. De esta forma quizás podríamos recoger un mayor impacto de la energía solar compatible con la generación en periodos punta intradiarios, cuando el precio de la energía es más elevado y especialmente en verano. Por otra parte, los datos horarios se han documentado como una fuente de problemas añadidos por sus anomalías y fuente de ruido a corto plazo.

Otra extensión posible del trabajo, al hilo del debate reciente sobre el efecto nulo de la energía hidráulica sobre el precio de la electricidad (Juan Cruz,2018), es realizar un análisis exhaustivo del impacto de esta fuente de energía sobre el precio.

Como conclusión de este estudio, la energía eólica reduce más significativamente el precio de la electricidad que la generación de tipo solar. Queda por conocer las causas por las que esto se produce. Quizás este pueda ser un dato relevante, entre otros, a la hora de la adjudicación de nuevos tramos de potencia instalada en las subastas futuras.

5. BIBLIOGRAFÍA

- Acosta, A., (2012), ¿Cómo afecta la suspensión de las primas renovables?, ABC, 20/03/2012. Disponible en: <http://www.abc.es/20120320/natural-energiasrenovables/abci-primas-renovables-201203201129.html>
- BOE, (2017), Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, núm 242.
- BOE, (2017), Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoca subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, al amparo de lo dispuesto en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril
- BOE, (2015), Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica. Boletín Oficial del Estado, núm 249.
- BOE, (2017), Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico. Boletín Oficial del Estado, núm 144.
- Gelabert, L., Labandeira, X., Linares, P., (2011), An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices. *Energy Econ.* 33, S59–S65.
- IEA, (2012), World Energy Outlook. International Energy Agency, Paris.
- IPCC, (2011), Renewable energy sources and climate change mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (Geneva).
- Nicolosi, M., Fürsch, M., (2009), The impact of an increasing share of RES-E on the conventional power market. The example of Germany. *Z. Energiewirtschaft* 33, 246–254
- Pérez, C., (2012), *Econometría básica: aplicaciones con EVIEWS, STATA, SAS y SPSS*. Madrid: Ibergarceta Publicaciones.
- Sensfuss, F., Ragwitz, M., Genoese, M., (2008), The merit-order effect: a detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy* 36, 3076–3084.
- Würzburg K., Labandeira X., Linares P., (2013), Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Econ.* 40, S159–S171.