

# Previsión del precio de la electricidad

3º trimestre de 2020

23 de julio de 2020



# Índice

	Página
<b>1. Introducción</b>	<b>3</b>
<b>2. Error de previsión</b>	<b>6</b>
<b>3. Previsiones para el año móvil</b>	<b>8</b>
3.2 <i>Demanda de electricidad</i>	9
3.3 <i>Generación por tecnología</i>	11
3.4 <i>Precios de la electricidad</i>	17
<b>Anexo 1. Metodología</b>	<b>22</b>



# 1

## Introducción



# Introducción

## Objetivo del informe

El objetivo del presente informe es proporcionar a la Asociación Empresarial Eólica (AEE) y a sus asociados **previsiones de los precios mayoristas de electricidad en España a un horizonte temporal de 12 meses.**

Los resultados de previsión de precios se presentan agregados en medias **mensuales, trimestrales y anuales.**

Las previsiones se han realizado mediante **modelos econométricos de series temporales**, utilizando los métodos de estimación apropiados.

Los modelos diseñados relacionan los precios de la electricidad con sus variables determinantes fundamentales, como la demanda de electricidad, la eolicidad, la hidraulicidad, la potencia disponible nuclear o los precios del carbón, gas natural y derechos de emisión.

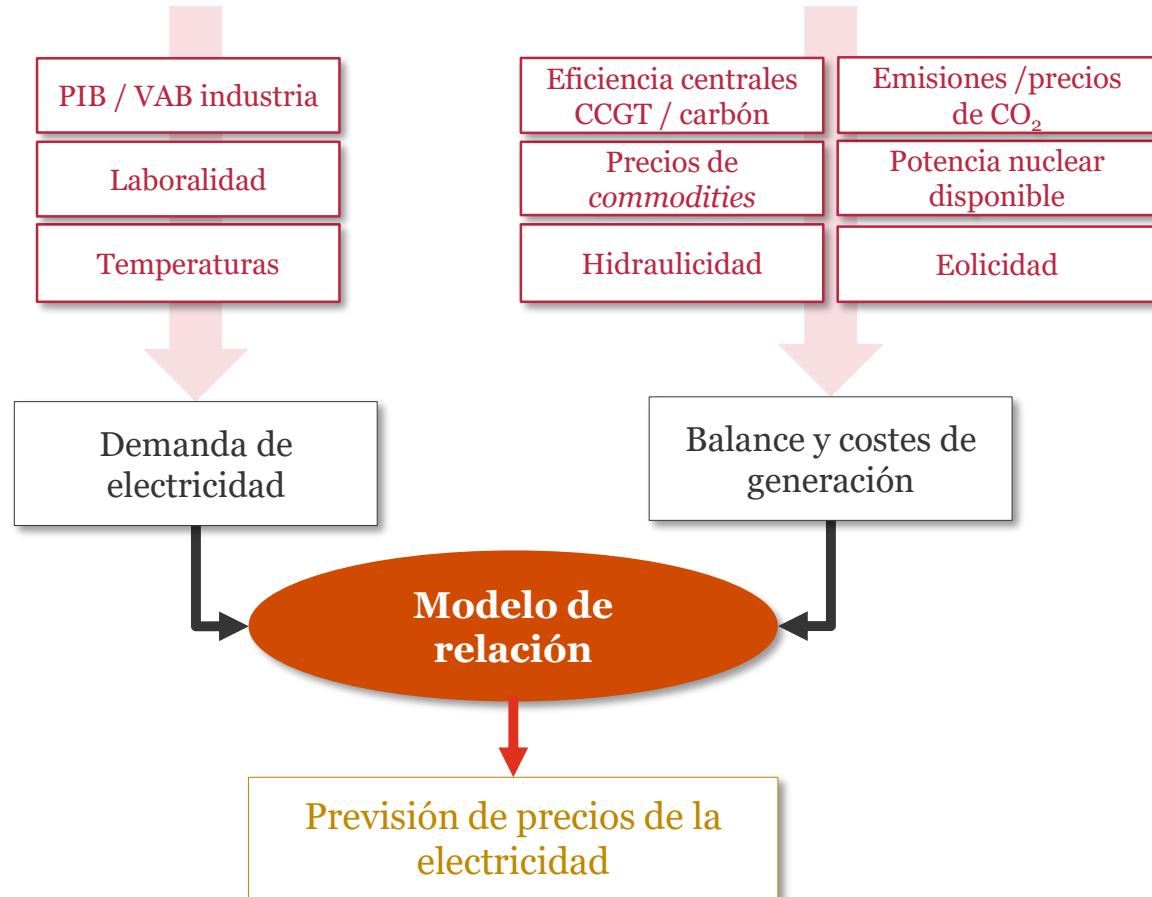
Para la obtención de las proyecciones de precios, debemos estimar previamente sus variables determinantes para el mismo horizonte temporal, utilizando para ello hipótesis verosímiles sobre su evolución y las técnicas estadísticas adecuadas.



# Introducción

## Enfoque metodológico

- Aplicamos **métodos econométricos de series temporales**, debidamente especificados y contrastados, que **relacionan los precios de la electricidad con sus principales determinantes**.
- Realizamos **previsiones de las variables explicativas** para alimentar el modelo y calcular las proyecciones de precios.
- Utilizamos para ello la **información pública disponible** y determinados **supuestos formulados por PwC**.



2

Error de  
previsión

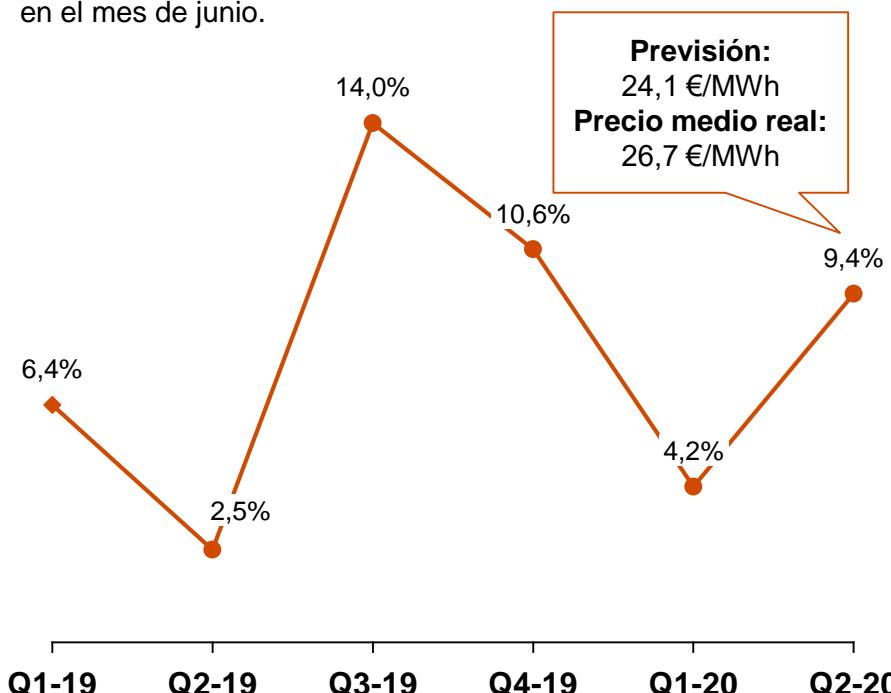
# Evolución del error de previsión

El error de previsión del segundo trimestre fue del 9,4%, fundamentalmente por el dato de junio, superior al previsto, debido a una menor producción eólica, hidráulica y nuclear a la proyectada

## Error absoluto trimestral (previsión Q+1)

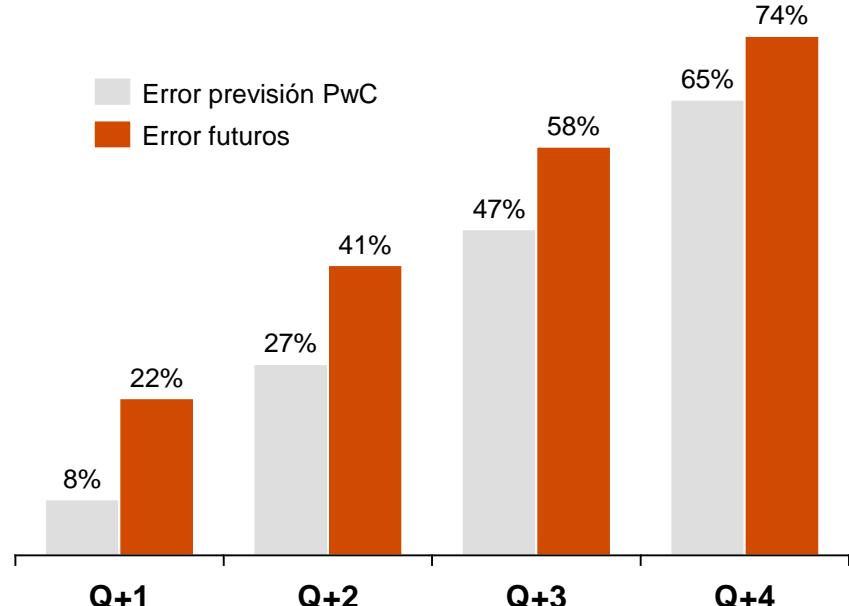
El gráfico inferior muestra la evolución del error absoluto de previsión para el trimestre siguiente (Q+1), lo que permitirá hacer un seguimiento a lo largo del tiempo del error cometido.

El error de previsión del Q1-20 ha sido del 9,4%, concentrado en el mes de junio.



## Error de previsión vs. Futuros por horizonte

Por otro lado, el gráfico inferior muestra el error medio absoluto (sin tener en cuenta el signo del error) para diferentes horizontes trimestrales de previsión. El error es mayor cuanto mayor es el horizonte de previsión. En el corto plazo (Q+1 y Q+2), el error de nuestra previsión es más de 14 p.p. inferior al de los futuros.



3

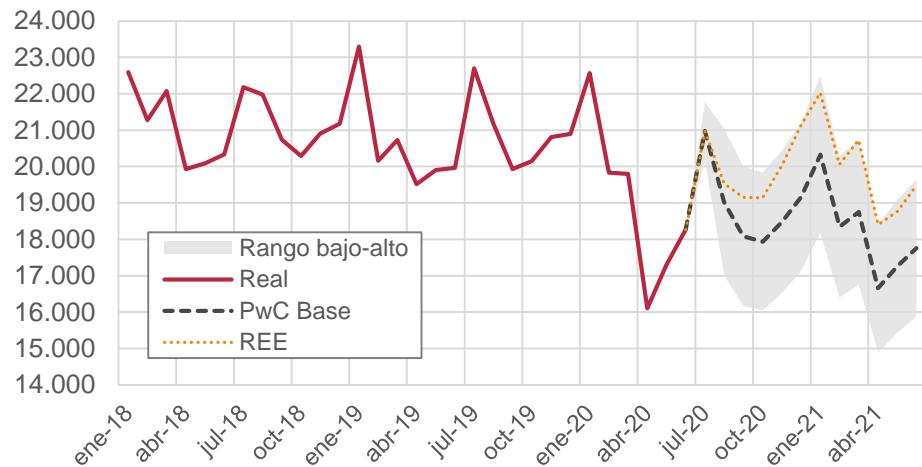
Previsiones  
para el año  
móvil

# Demanda de electricidad



A la vista de la evolución de la pandemia del SARS-CoV-2 durante el último trimestre, reducimos de nuevo nuestra previsión de demanda de electricidad para el 2020, hasta los 228 TWh

Previsión de demanda de electricidad (GWh b.c.)



Periodo	Esc. Bajo <sup>(1)</sup>	Esc. base	Esc. Alto <sup>(1)</sup>	Var. <sup>(2)</sup> (%)
Jul-20	20.174	20.977	21.779	-7,6%
ago-20	17.003	19.020	21.037	-10,2%
sep-20	16.168	18.086	20.004	-9,3%
Q3-20	53.345	58.083	62.820	-9,0%
2020	216.894	227.525	238.155	-8,7%

Fuente: REE y análisis PwC

(1) Los datos trimestrales y anuales representan la suma de los escenarios bajos y altos mensuales

(2) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

Durante un trimestre más, la **incertidumbre respecto a la posible evolución de la COVID-19**, su carácter extraordinario y la **magnitud del impacto en la economía** hace muy difícil realizar una previsión de la demanda de electricidad certera.

En línea con las **últimas previsiones económicas del Banco de España**, que ha aumentado la caída esperada en el PIB para este año, **hemos vuelto a reducir nuestro escenario central de demanda de transporte de electricidad, que pasas de 238 a 228 TWh en 2020**.

En nuestra opinión, esta **reducción en la previsión es consistente con el incremento en los contagios por el coronavirus SARS-CoV-2** que puede traducirse en un nuevo confinamiento, si no total, al menos en algunas regiones de España. Las **previsiones de REE** informadas en e-sios son, no obstante, **algo más optimistas**, situándose en nuestro rango más alto del intervalo de predicción, tal y como muestra el gráfico de la derecha.

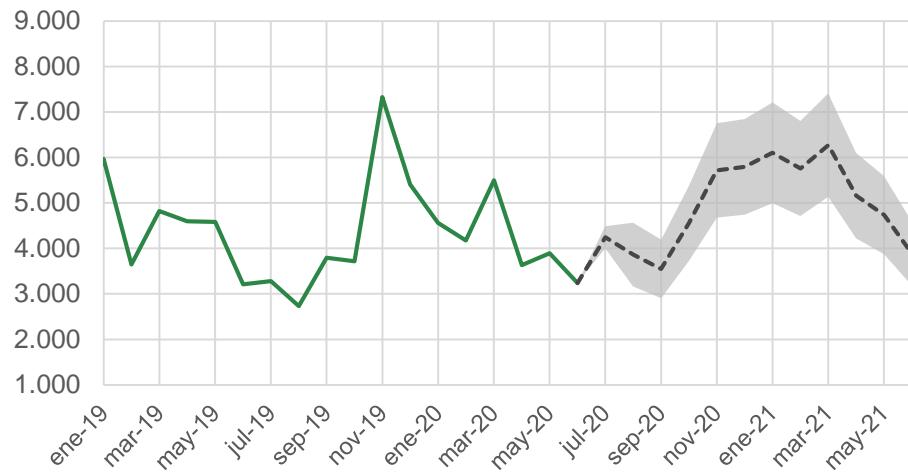
De acertar en nuestra previsión, la **caída en la demanda peninsular de 2020 sería de casi el 9% respecto al año anterior**, frente a una **caída esperada en el PIB del 11,6%** en el escenario base del Banco de España.

# Producción eólica

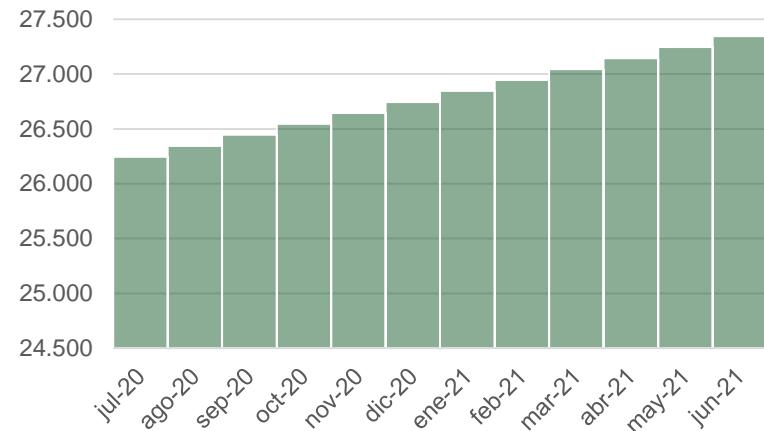


Con un escenario de alrededor de 26.700 MW de potencia instalada peninsular a cierre de año, nuestra previsión de generación eólica en 2020 es de 52,7 TWh

Previsión de generación eólica (GWh)



Hipótesis de potencia eólica instalada (MW)



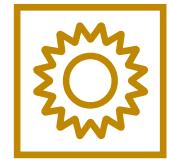
La situación actual no parece desfavorable para la inversión en nueva potencia eólica, más bien al contrario: **las ayudas europeas** a España para la recuperación de la COVID-19, anunciadas recientemente, **estarán dirigidas, con carácter prioritario, a la transición energética**, entre otros sectores clave.

Nuestro escenario de previsión parte de una hipótesis de **potencia eólica adicional de 100 MW al mes durante los próximos 12 meses**, que permitirían cerrar este año con más de 26.700 MW instalados y una generación de casi 53 TWh.

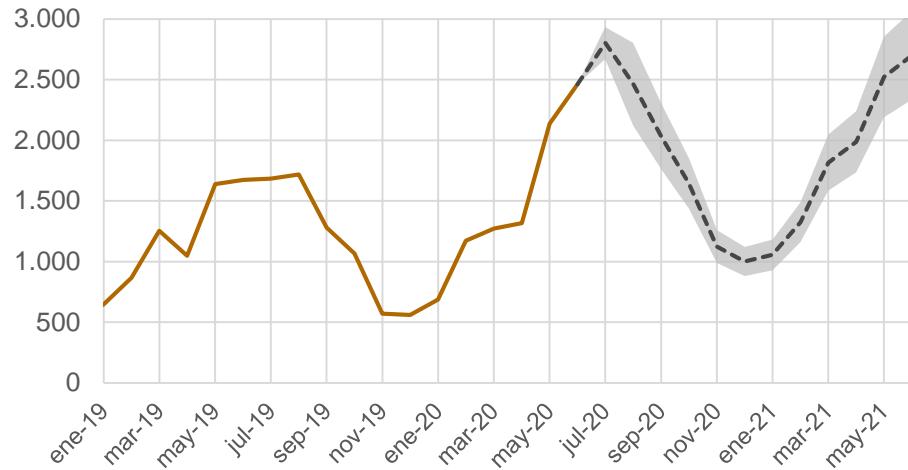
(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

# Producción solar

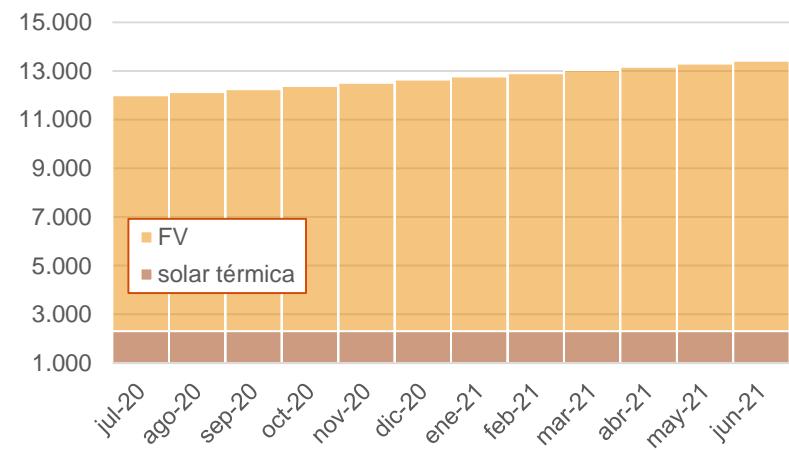
La generación solar experimentará en 2020 un incremento del 44% respecto al año anterior, gracias al aumento de la potencia fotovoltaica instalada



Previsión de generación solar (PV + térmica) (GWh)



Hipótesis de potencia solar instalada (MW)



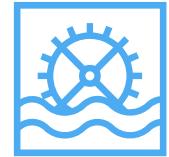
De forma análoga a la tecnología eólica, la instalación de nueva potencia fotovoltaica durante los próximos meses no parece que se vaya a frenar.

Con un escenario de **130 MW nuevos en parques fotovoltaicos cada mes**, el año 2020 podría cerrar con casi **11.000 MW instalados de esta tecnología**.

La generación solar (incluyendo termosolares), que ha experimentado un notable crecimiento este año, podría acabar 2020 en unos **20 TWh**, lo que supondría un crecimiento del 44% respecto al año anterior.

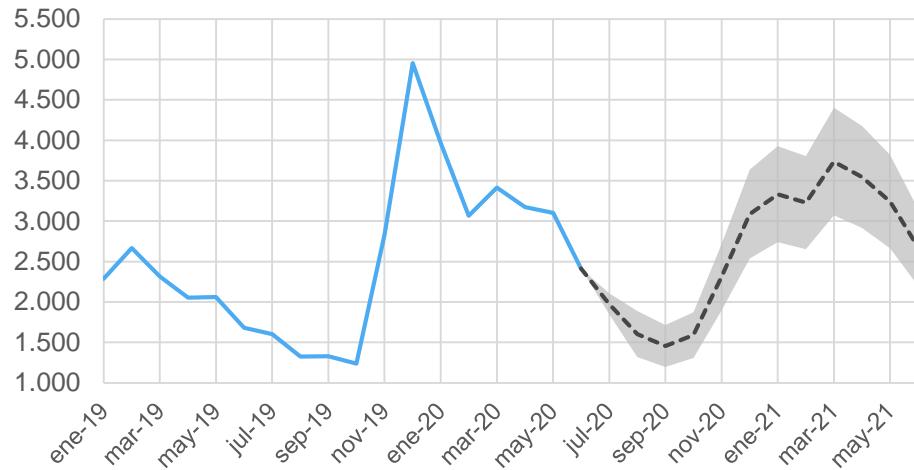
(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

# Producción hidroeléctrica

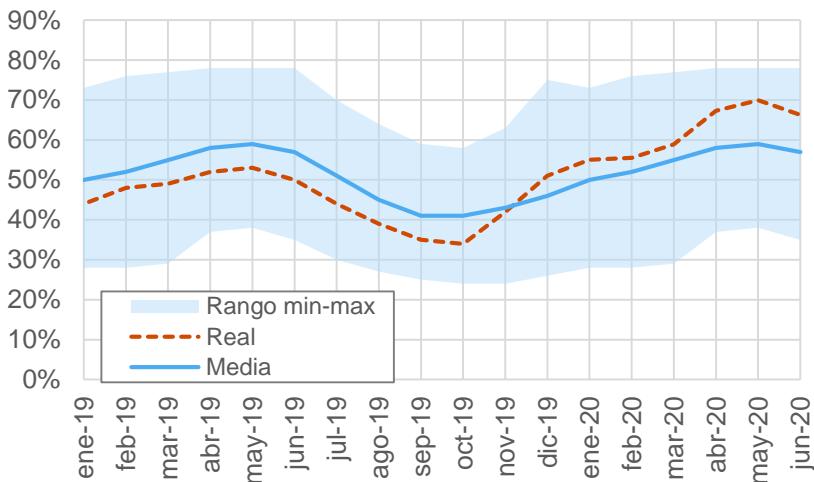


Los niveles de reservas hidráulicas permitirán aumentar la generación hidroeléctrica, incluyendo el bombeo, en un 18% respecto al año anterior

Previsión de generación hidráulica + bombeo (GWh)



Evolución de las reservas hidráulicas (%)



Nuestras previsiones de generación hidroeléctrica son, para casi todos los vencimientos, muy superiores a las registradas en los mismos períodos del año anterior, ya que **2019 fue un año relativamente seco**, si atendemos a los niveles de reservas de los embalses.

**2020, por el contrario, está siendo un año más bien húmedo**, con niveles de reservas actuales por encima de la media estacional que permitirían la **generación de 31 TWh anuales**, un **crecimiento del 18% interanual**.

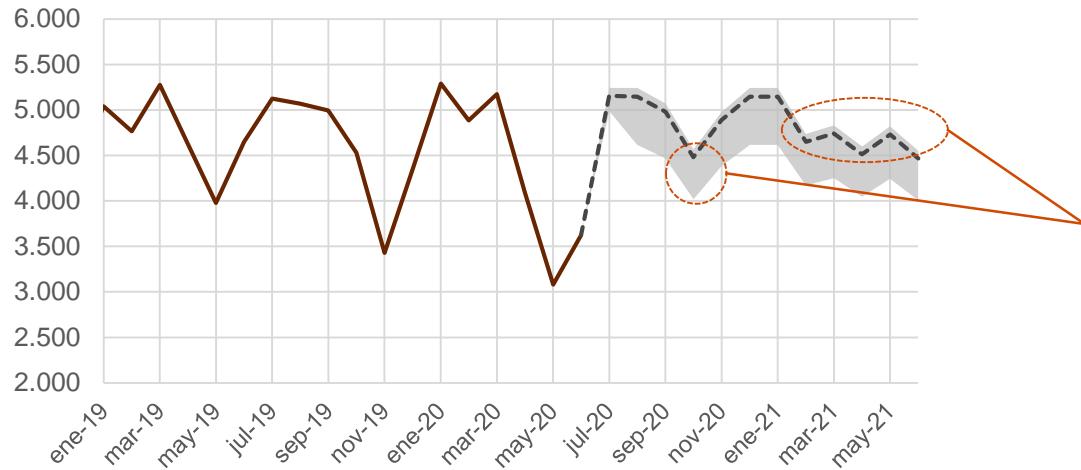
(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

# Producción nuclear



En 2020 se espera la parada programada de la central de Ascó II en el mes octubre. El año cerrará previsiblemente con una generación nuclear de casi 56 TWh

Previsión de generación nuclear (GWh)



Paradas nucleares programadas y en de Ascó II en octubre de 2020 y Vandellós II en mayo de 2021

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Jul-20	4.986	5.157	5.244	+0,7%
Ago-20	4.616	5.146	5.244	+1,5%
Sep-20	4.467	4.980	5.074	-0,3%
Q3-20	14.068	15.284	15.562	+0,6%
2020	53.222	55.936	56.487	+0,2%

(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

Este año ya solo se espera una última parada programada de una central nuclear durante el mes de octubre (Ascó II). Pese a todo, el año cerrará previsiblemente con una **generación nuclear de alrededor de 55,9 TWh**, prácticamente la misma cifra que en 2019 (+0,2% interanual).

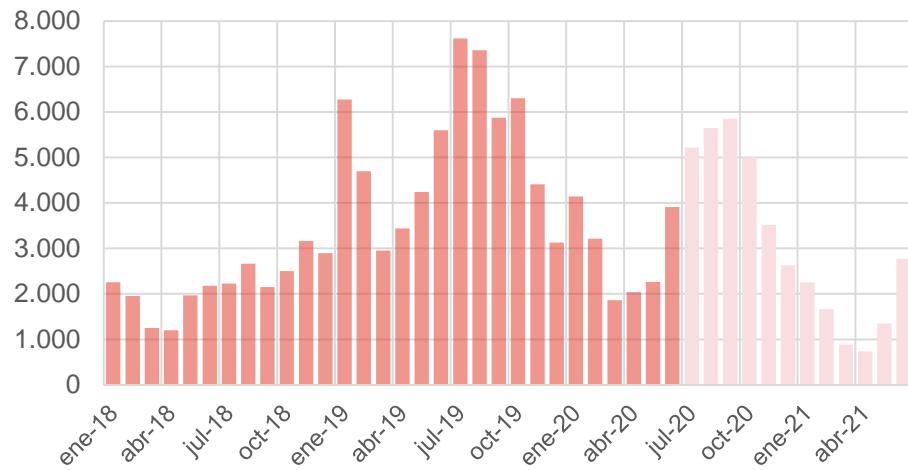
Al igual que en informes anteriores, durante el horizonte de previsión (12 meses vista) **no se espera el cierre permanente de ninguno de los 7 reactores nucleares en activo en España**, ya que el último calendario propuesto por el Gobierno no establece el siguiente cierre definitivo hasta 2027 (Almaraz).

# Hueco térmico

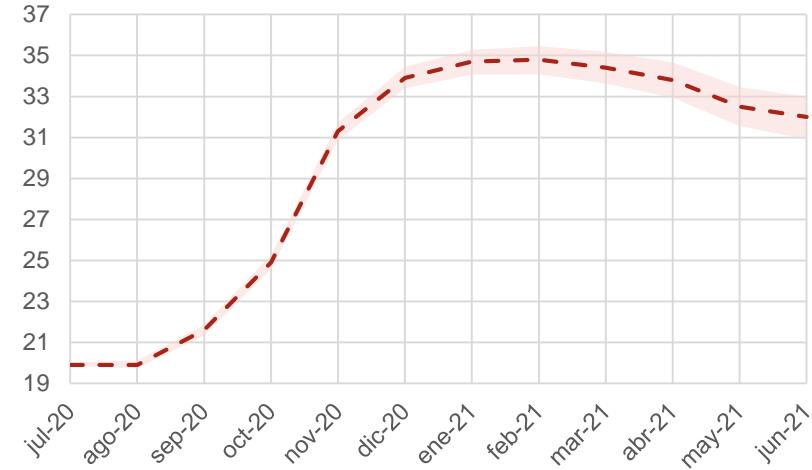
La reducción de la demanda, la mayor hidraulicidad y la nueva potencia renovable instalada reducirán el hueco térmico un 32% respecto a 2019



Previsión del hueco térmico (GWh)



Previsión coste de generación CCGT<sup>(2)</sup> (€/MWh)



Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
jul-20	4.700	5.220	5.740	-31,5%
ago-20	3.968	5.650	7.070	-23,2%
sep-20	3.676	5.850	7.176	-0,3%
Q3-20	12.343	16.720	19.986	-19,8%
2020	29.603	42.217	50.522	-31,8%

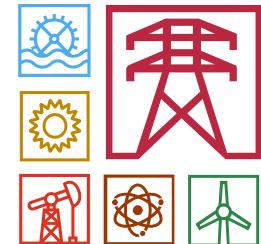
(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior  
(2) Incluye el coste del combustible, derechos de emisión, peaje a la generación e impuesto sobre la generación

Durante el primer semestre del año, el hueco térmico (ciclos combinados y centrales de carbón) se redujo en un 36%, por el cierre de las centrales del carbón, la caída en la demanda como consecuencia de la emergencia sanitaria y la mayor generación hidráulica.

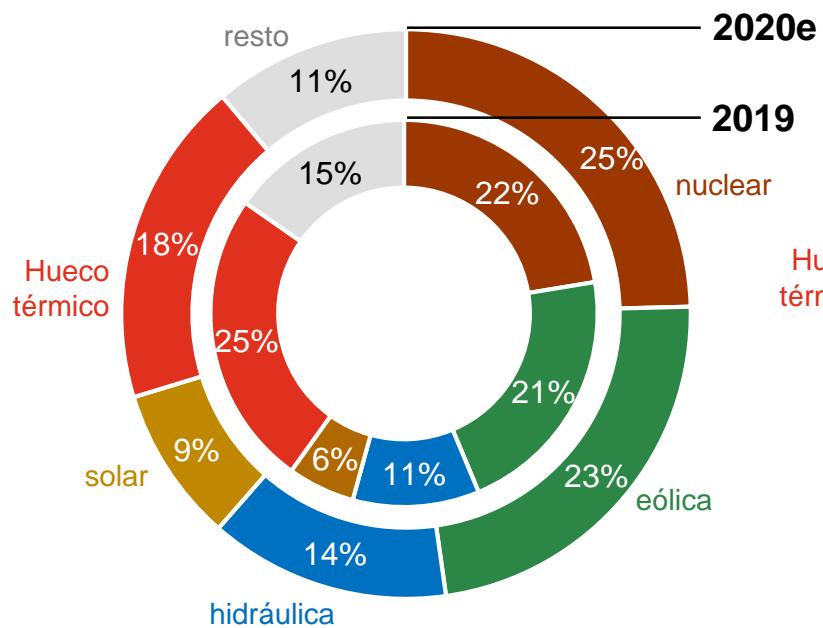
Nuestras previsiones de demanda y potencia renovable mantienen esta **tendencia a la baja de las tecnologías térmicas convencionales**, con una **volumen del hueco térmico esperado para 2020 de 42,2 TWh, un 32% menos que el año anterior**.

# Cobertura de la demanda

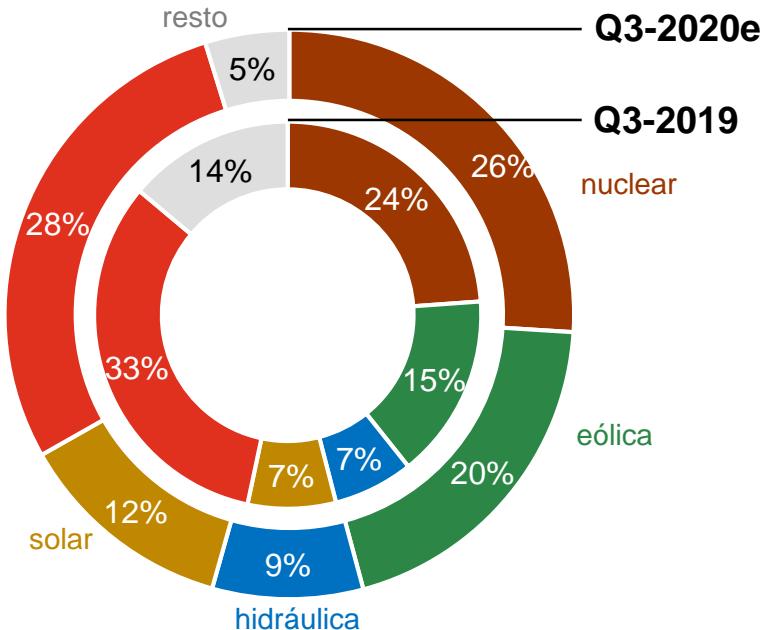
Esperamos cerrar el año con una mayor participación de la eólica, hidro y solar, a costa del hueco térmico y la cogeneración



**Mix de generación anual (%)**



**Mix de generación Trimestral (%)**



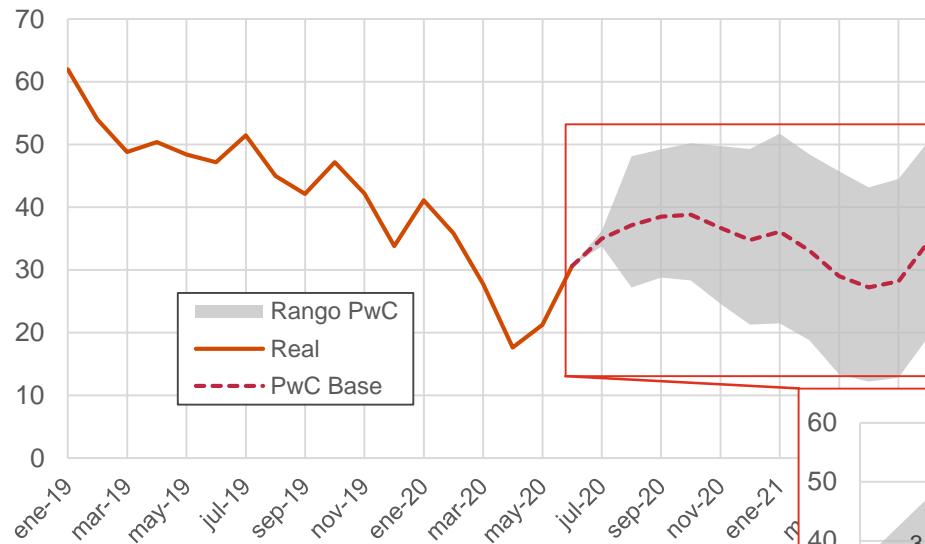
La caída en la demanda de electricidad como consecuencia de la COVID-19 reducirá principalmente la generación de las tecnologías de *back-up* como los ciclos combinados de gas natural, que verán mermada su participación en el mix peninsular del 33% en el Q3 de 2019 al 28% en el Q3 de 2020 sobre el total de la generación, y del 25% en el total de 2019 al 18% en 2020. Otra de las tecnologías afectadas será la cogeneración, como consecuencia del menor crecimiento económico.

# Precio de la electricidad

En el medio-largo plazo, nuestras previsiones de precios se sitúan por debajo de las cotizaciones de los futuros en OMIP



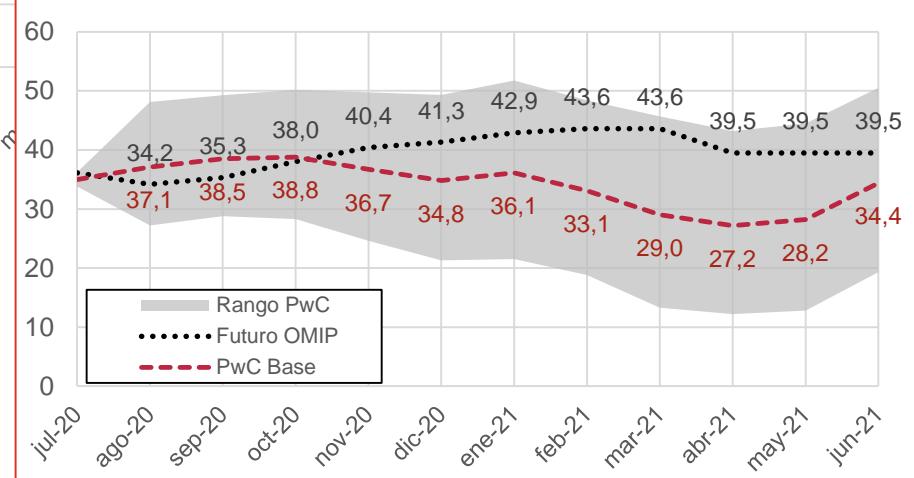
Previsión mensual y comparación con precios de los futuros (€/MWh)



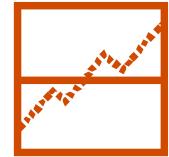
El gráfico inferior muestra la **comparación de nuestros escenarios de previsión con las cotizaciones de los contratos futuros en OMIP** (contratos mensuales hasta enero de 2021 y trimestrales de febrero de 2021 a junio de 2021), a fecha de cotización del 20 de julio de 2020.

En general, nuestras **previsiones de precios se sitúan por encima de las cotizaciones de los futuros** para los vencimiento mensuales de más corto plazo.

A partir de octubre de 2020, las cotizaciones trimestrales de los futuros se sitúan, al igual que en el trimestre anterior muy por encima de nuestras previsiones, en el entorno de nuestro escenario más alcista.



# Precio de la electricidad



Mantenemos un previsión del precio medio de la electricidad para el 2020 de en torno a los 33 €/MWh

## Previsión del precio medio mensual (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Jul-20	33,8	35,0	36,2	-32%
Ago-20	27,2	37,1	48,1	-17%
Sep-20	28,8	38,5	49,3	-9%
Oct-20	28,3	38,8	50,2	-18%
Nov-20	24,6	36,7	49,8	-13%
Dic-20	21,3	34,8	49,3	+3%
Ene-21	21,5	36,1	51,7	-12%
Feb-21	18,8	33,1	48,4	-8%
Mar-21	13,3	29,0	45,7	+4%
Abi-21	12,2	27,2	43,2	+54%
May-21	12,8	28,2	44,6	+33%
Jun-21	19,3	34,4	50,4	+12%

## Previsión del precio medio trimestral (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Q3-20	29,9	36,9	44,5	-20%
Q4-20	24,7	36,7	49,8	-10%
Q1-21	17,9	32,7	48,6	-6%
Q2-21	14,8	29,9	46,1	+29%

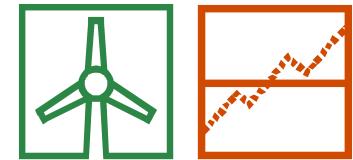
## Previsión del precio medio anual (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
2020	28,2	32,9	38,1	-31%
2021	-	-	-	-

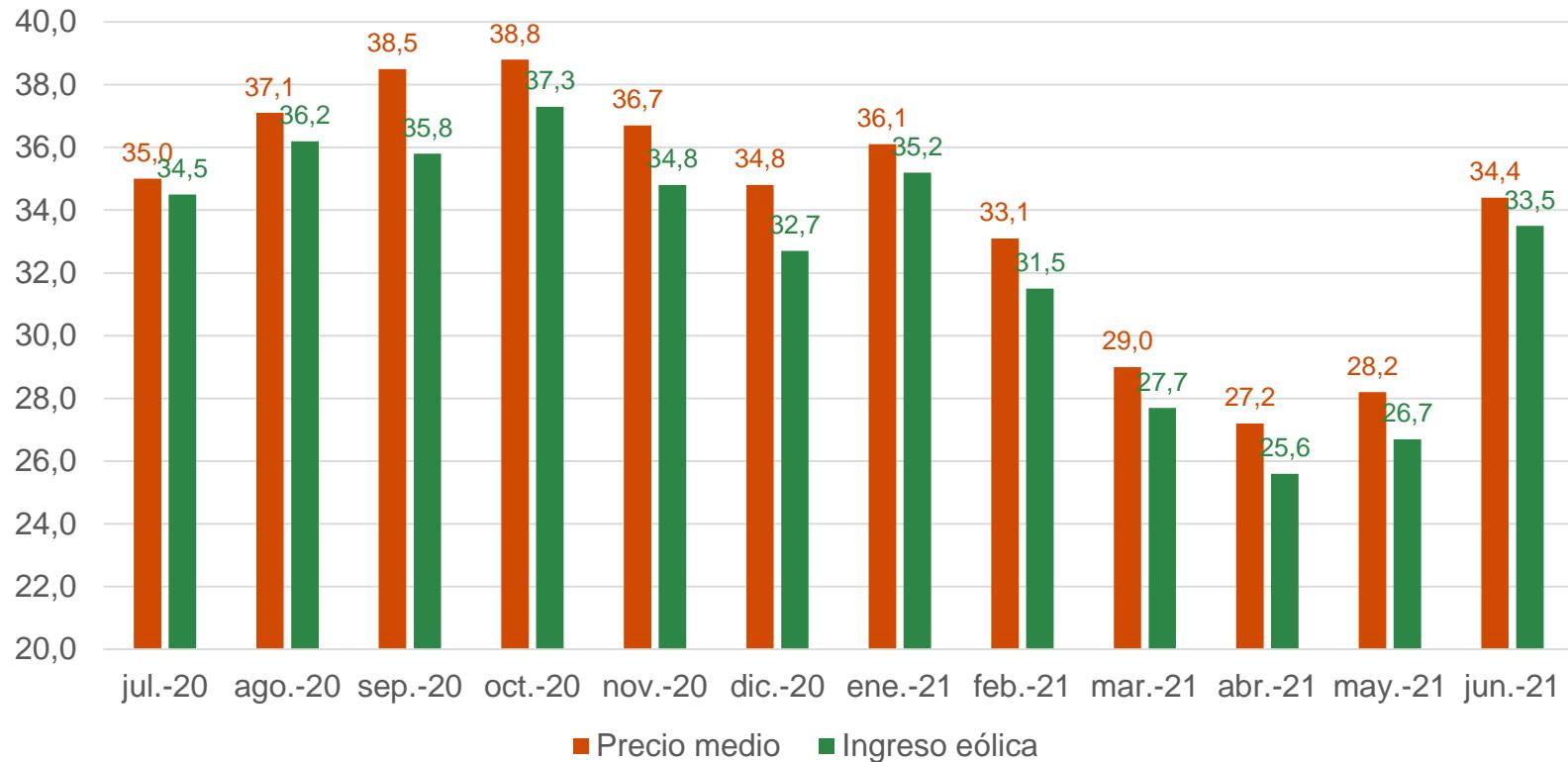
Fuente: PwC y OMIE

(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

# Ingreso de la eólica



Precio medio aritmético vs. Ingreso medio mensual de la tecnología eólica (€/MWh)



Fuente: REE, OMIE y análisis PwC

# A1

## Metodología

# Descripción de los métodos de estimación de los modelos utilizados

Los modelos aplicados para las proyecciones de los precios son los siguientes: **Regresión Dinámica**; **Función de Transferencia**, y **Modelo de Corrección de Error** (ECM). Todos ellos son modelos econométricos estándares de series temporales.

El resultado final es una **combinación lineal de los 3 modelos**, asignando pesos que minimicen el error intra-muestral de previsión.

Modelo	Método de estimación	Características
<b>Regresión Dinámica</b>	Mínimos Cuadrados Generalizados	<ul style="list-style-type: none"><li>- Dinámicas autorregresivas para inputs y errores.</li></ul>
<b>Función de Transferencia</b>	Máxima Verosimilitud Exacta	<ul style="list-style-type: none"><li>- Transformaciones regulares y estacionales.</li><li>- La dinámica de los inputs y errores admite componentes autorregresivos y de media móvil.</li></ul>
<b>ECM (Modelo de Corrección de Error)</b>	Estimación en 2 etapas de Engle-Granger	<ul style="list-style-type: none"><li>- Estimación de las relaciones dinámicas de corto y largo plazo.</li><li>- Especialmente relevante para las relaciones de largo plazo entre precios del gas natural y precios de la electricidad.</li></ul>

# Determinantes de los precios de la electricidad considerados

Los modelos **relacionan la variable endógena** (el precio de la electricidad) con **varios *inputs* o variables explicativas**, representando **dinámicas y relaciones complejas** entre dichas variables.

Input	Definición	Comentario	Efecto sobre el precio
Demanda	Demanda de transporte de electricidad peninsular	Influencia muy elevada en los precios del MIBEL	Positivo (+)
Generación por tecnología	Generación hidráulica	-	Negativo (-)
	Generación nuclear	-	Negativo (-)
	Generación eólica	-	Negativo (-)
	Generación solar	-	Negativo (-)
Costes de generación CCGT	Coste unitario, en €/MWh, incluyendo el precio gas, tasa de eficiencia de los CCGT, precio del CO2, tasa de emisiones, “céntimo verde”, peaje a la generación e impuesto sobre la generación	Elevada correlación histórica con los precios del MIBEL, especialmente en el largo plazo	Positivo (+)
Costes de generación carbón	Coste unitario, en €/MWh, incluyendo el precio carbón, tasa de eficiencia, precio del CO2, tasa de emisiones, “céntimo verde”, peaje a la generación e impuesto sobre la generación	-	Positivo (+)

# Metodologías de previsión de las variables explicativas del modelo de precio

Para generar las proyecciones de precios en los 3 escenarios (alto, base y bajo) debemos **estimar previamente los valores mensuales de las variables explicativas** para el mismo horizonte de previsión.

Variable	Método de previsión	Diseño de escenarios
<b>Demanda de electricidad</b>	Modelo de relación con PIB y VAB industrial	Escenarios alternativos de crecimiento económico y temperaturas
<b>Generación hidráulica</b>	Modelo autorregresivo con estacionalidad determinística	A partir de la volatilidad histórica estacional
<b>Generación nuclear</b>	Factor de capacidad histórico sobre potencia disponible	A partir de la volatilidad histórica y tasa media de indisponibilidad no programada
<b>Generación eólica</b>	Factor de capacidad histórico estacional sobre potencia instalada	A partir de la volatilidad histórica estacional
<b>Coste de generación CCGT</b>	A partir de precios de contratos futuros sobre gas natural y derechos de emisión	A partir de la volatilidad histórica
<b>Coste de generación carbón</b>	A partir de precios de contratos futuros sobre carbón y derechos de emisión	A partir de la volatilidad histórica

Documento elaborado para:



[pwc.com/es](http://pwc.com/es)

El presente documento ha sido preparado a efectos de orientación general sobre materias de interés y no constituye asesoramiento profesional alguno. No deben llevarse a cabo actuaciones en base a la información contenida en este documento, sin obtener el específico asesoramiento profesional. No se efectúa manifestación ni se presta garantía alguna (de carácter expreso o tácito) respecto de la exactitud o integridad de la información contenida en el mismo y, en la medida legalmente permitida. PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L., sus socios, empleados o colaboradores no aceptan ni asumen obligación, responsabilidad o deber de diligencia alguna respecto de las consecuencias de la actuación u omisión por su parte o de terceros, en base a la información contenida en este documento o respecto de cualquier decisión fundada en la misma.

© 2019 PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. Todos los derechos reservados. "PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L., firma miembro de PricewaterhouseCoopers International Limited; cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente.