

Previsión del precio de la electricidad

2º trimestre de 2020

29 de abril de 2020



Índice

	Página
1. Introducción	3
2. Error de previsión	6
3. Previsiones para el año móvil	8
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
Anexo 1. Metodología	22



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.

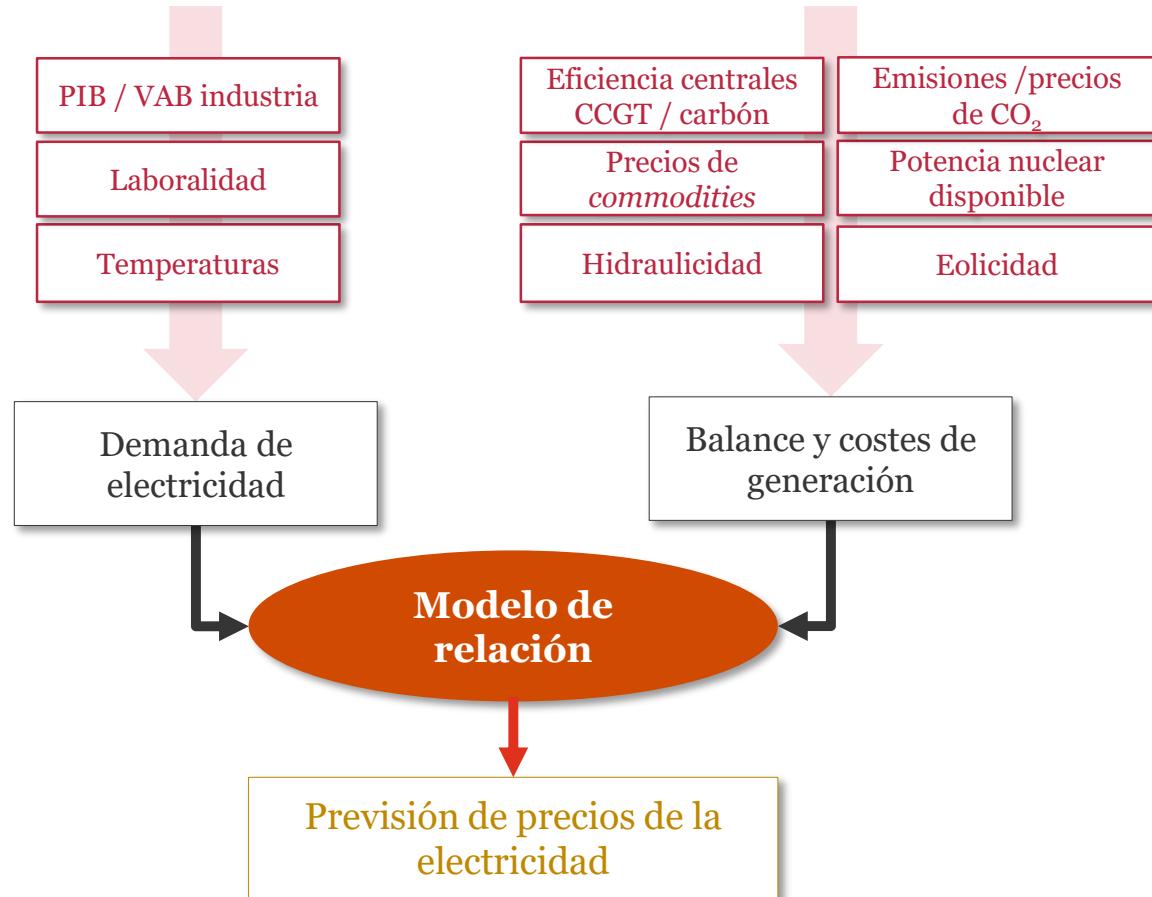
Para la obtención de las proyecciones de precios, debemos estimar previamente sus variables determinantes para el mismo horizonte temporal, utilizando para ello hipótesis verosímiles sobre su evolución y las técnicas estadísticas adecuadas.



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

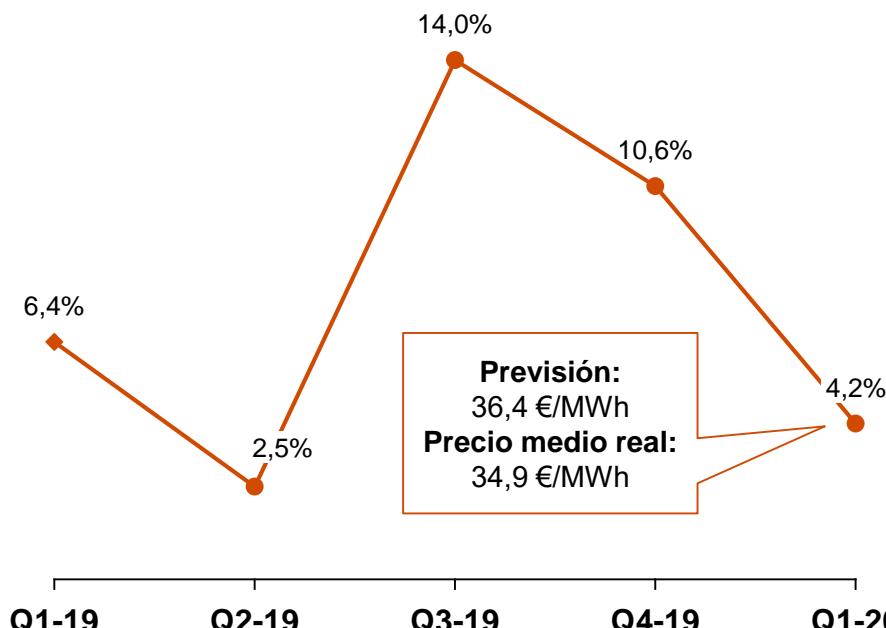
Evolución del error de previsión

El error de previsión del último trimestre de 2019 fue del 4,2%, principalmente por el dato de marzo, muy inferior a la prevista, como consecuencia del efecto del COVID-19 durante la segunda quincena del mes

Error absoluto trimestral (previsión Q+1)

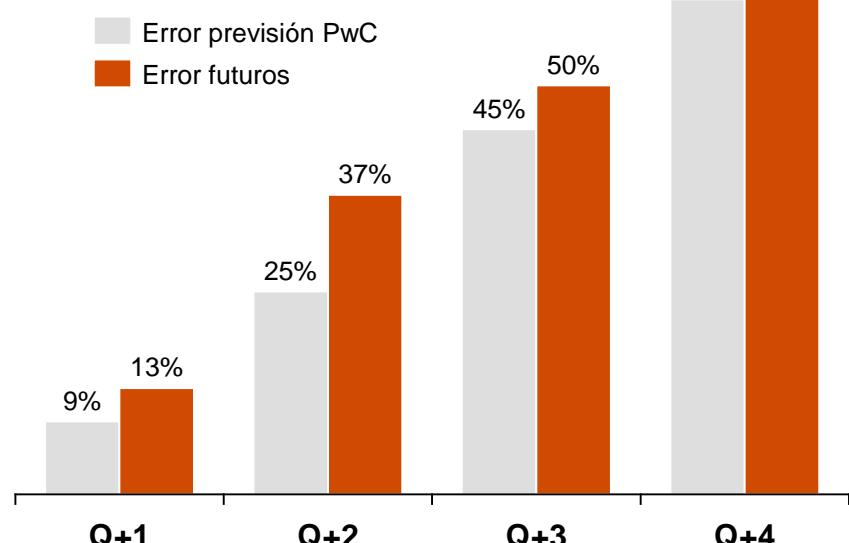
El gráfico inferior muestra la evolución del error absoluto de previsión para el trimestre siguiente (Q+1), lo que permitirá hacer un seguimiento a lo largo del tiempo del error cometido.

El error de previsión del Q1-20 ha sido del 4,2%, siendo la previsión de febrero muy certera.



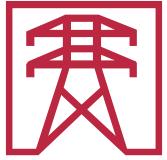
Error promedio trimestral por horizonte de previsión

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 casi un 30% inferior al de los futuros.



3

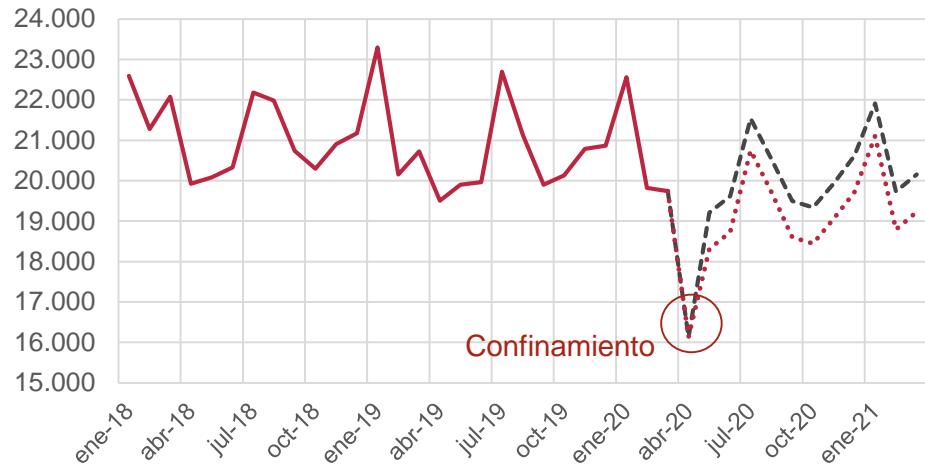
Previsiones para el año móvil



Demanda de electricidad

La actual coyuntura del coronavirus SARS-CoV-2 ha hecho que reduzcamos nuestra previsión de demanda en 2020 hasta los 238,5 TWh, un 4,2% menos que el año pasado

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



El periodo de confinamiento debido a la crisis sanitaria del coronavirus SARS-CoV-2 se inició en el mes de marzo y ha durado todo el mes de abril, reduciendo la demanda de electricidad un 17% en este último mes.

Lo que inicialmente ha sido un **shock de oferta** (cierre de los establecimientos) **puede acabar convirtiéndose en un problema de demanda si la duración de esta situación excepcional acaba destruyendo el tejido productivo nacional y reduciendo la renta de los hogares**. Esto hace muy difícil prever con claridad cual puede ser el impacto económico y de hábitos de consumo de los españoles, y por ende, de la demanda de electricidad.

Este trimestre hemos diseñado solo **dos escenarios de previsión**: uno **base**, que asume que la demanda se recupera a partir de mayo de forma paulatina, recuperándose prácticamente hacia finales del Q1 de 2021, y **uno bajo**, asumiendo una recuperación más lenta y con una tendencia a la baja.

De acuerdo a estos dos escenarios, la demanda de electricidad total anual cerrará entre los 238,5 TWh (en línea con las previsiones de REE) y los 231,6 TWh, lo que supone una caída interanual de entre el 4,2% y el 7,1% respecto a 2019.

Periodo	Esc. Bajo ⁽¹⁾	Esc. base	Esc. Alto ⁽¹⁾	Var. ⁽²⁾ (%)
abr-20	16.131	16.131	-	-17,3%
may-20	18.311	19.213	-	-3,4%
jun-20	18.727	19.614	-	-1,8%
Q2-20	50.979	54.958	-	-7,4%
2020	231.583	238.544	-	-4,2%

Fuente: REE y análisis PwC

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

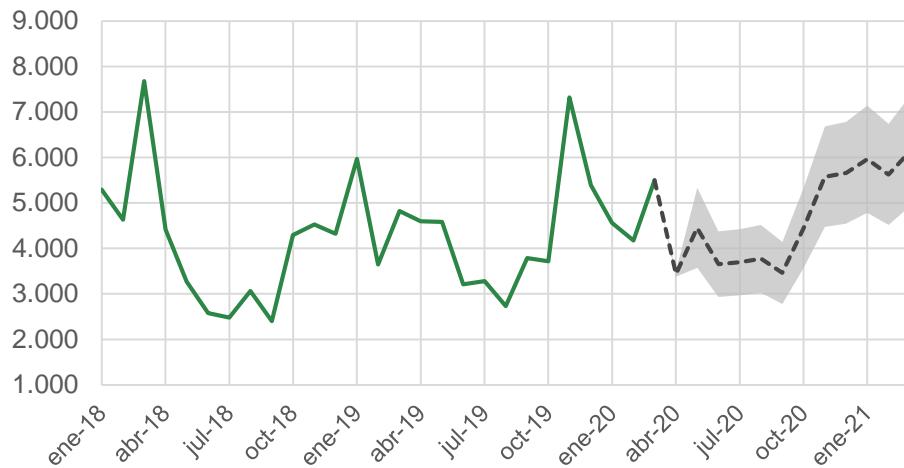
(2) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

Producción eólica

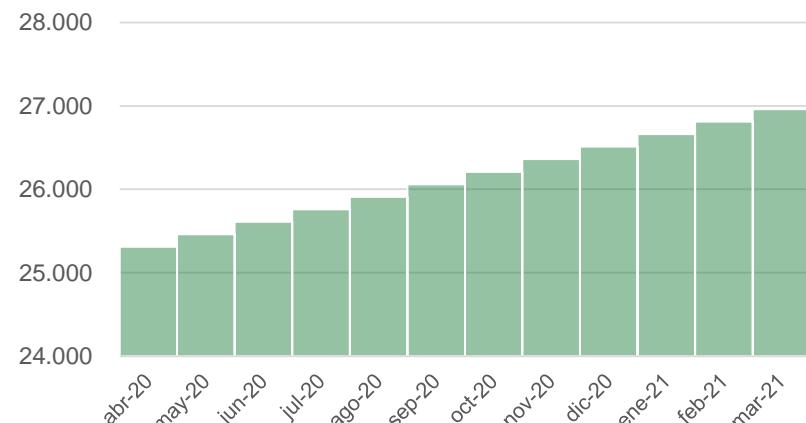


Mantenemos un escenario de 26.500 MW de potencia eólica instalada peninsular a cierre de 2020, generando casi 53 TWh anuales

Previsión de generación eólica (GWh)



Hipótesis de potencia eólica instalada (MW)



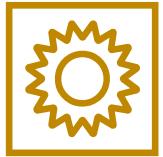
Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
abr-20	3.374	3.438	3.503	-25,2%
may-20	3.571	4.451	5.332	-2,8%
jun-20	2.932	3.655	4.377	+13,8%
Q2-20	9.877	11.545	13.212	-6,8%
2020	45.464	52.393	59.323	-1,5%

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

Nuestro escenario de potencia eólica instalada en la península al cierre del año en curso sigue siendo de alrededor de 26.500 MW que, repartidos linealmente a lo largo del año, arrojarían una estimación de producción eólica de alrededor de 52,4 TWh en 2020.

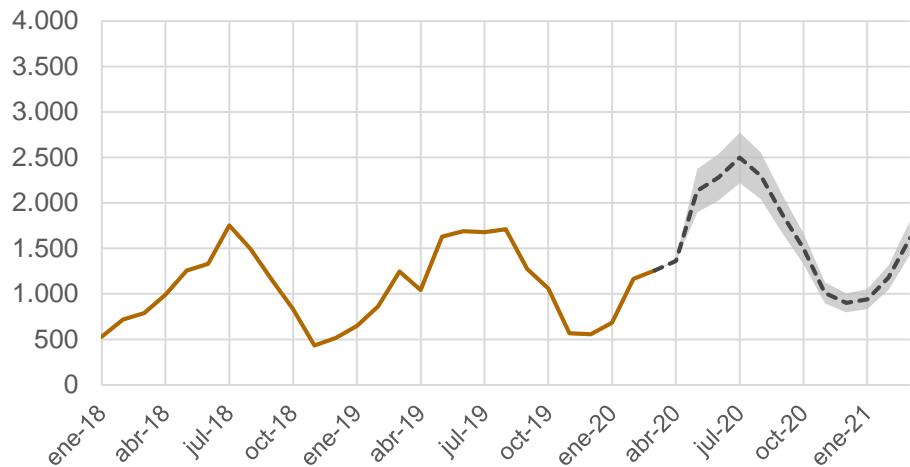
En cuanto a la previsión trimestral, la baja eolicidad del mes de abril a conseguido reducir la producción eólica del mes en prácticamente un 25% respecto al mismo periodo del mes anterior, por lo que la cifra del trimestre caerá un 6,8% en términos intertrimestrales, a pesar del aumento de la potencia instalada experimentada a principios de año.

Producción solar

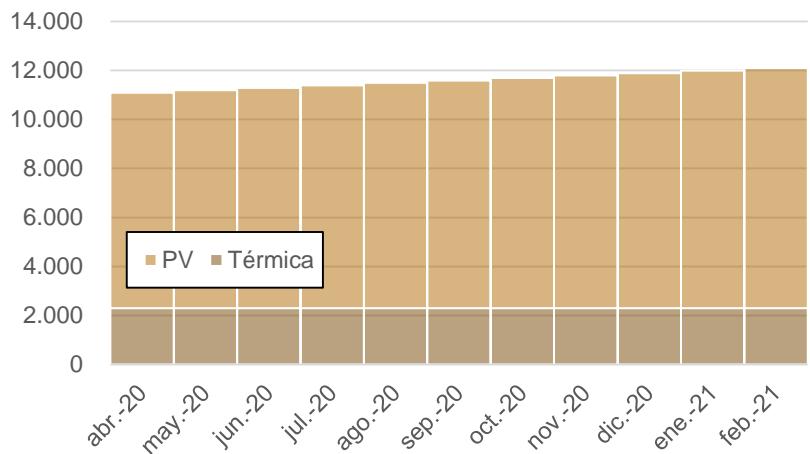


La generación fotovoltaica experimentará un crecimiento anual del 36%, gracias a un notable aumento de la potencia instalada fotovoltaica hasta los 9.500 MW

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



Hipótesis de potencia solar instalada (MW)



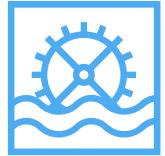
Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
abr-20	1.350	1.363	1.375	+31%
may-20	1.894	2.134	2.375	+31%
jun-20	2.025	2.281	2.536	+35%
Q2-20	5.269	5.778	6.287	+33%
2020	17.312	18.963	20.613	+36%

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

En enero de 2020 había instalados en la península alrededor de 8.680 MW de potencia solar fotovoltaica, casi el doble que hace un año, lo que nos hace estimar una generación solar (incluyendo la térmica) un 33% superior en el Q2 de 2020 respecto al mismo periodo del año anterior (5,8 TWh).

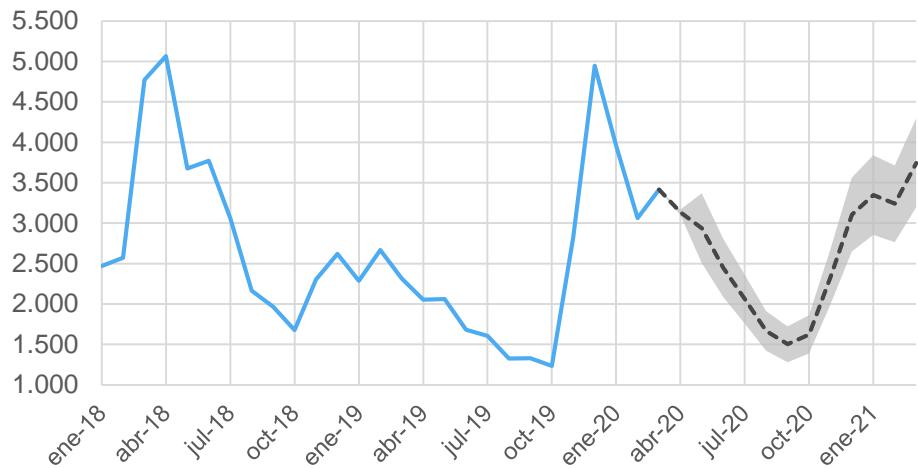
Asumiendo un escenario de crecimiento de la potencia instalada que cerraría el año en 9.500 MW, nuestra previsión en el escenario base para del conjunto de 2020 es de casi 19 TWh de producción de electricidad mediante tecnologías solares.

Producción hidroeléctrica

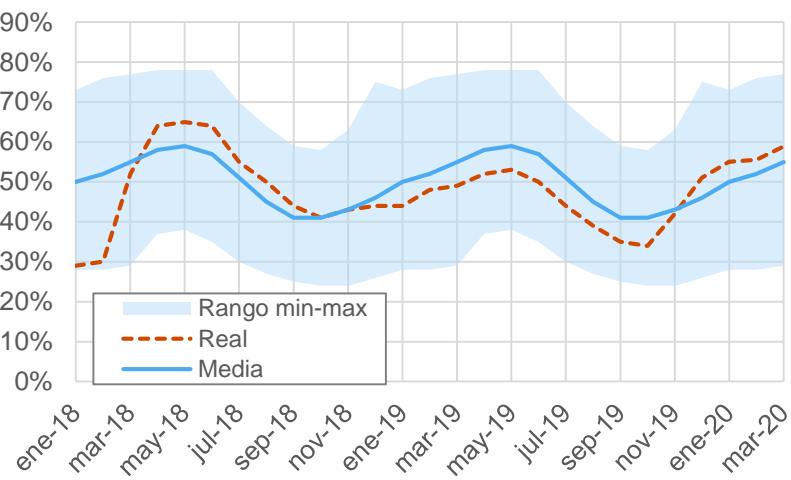


esperamos un aumento de la producción hidroeléctrica del 19% interanual en 2020 gracias a un nivel de reservas hidráulicas por encima de su media histórica

Previsión de generación hidráulica + bombeo (GWh)



Evolución de las reservas hidráulicas (%)



Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
abr-20	3.102	3.134	3.167	+53%
may-20	2.505	2.937	3.369	+43%
jun-20	2.086	2.446	2.805	+45%
Q2-20	7.692	8.517	9.341	+47%
2020	28.615	31.249	33.882	+19%

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

Como hemos señalado en informes anteriores, el año 2019 fue en general muy seco, por lo que, **dado el relativo buen nivel de las reservas hidráulicas a marzo de 2020**, por encima de su media histórica estacional, **esperamos una generación hidroeléctrica de alrededor de 8,5 TWh durante el Q2 de 2020**, un 47% superior al dato del mismo periodo del año anterior.

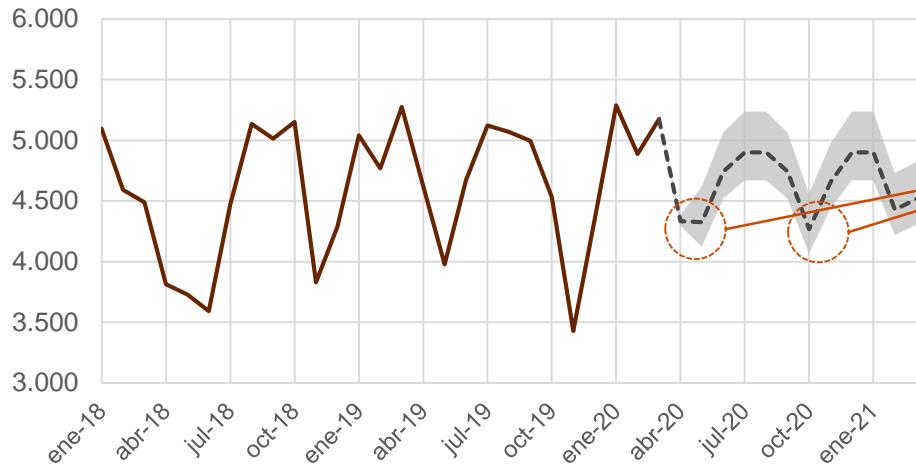
Respecto al volumen anual, de acuerdo a nuestro modelo de previsión, **se espera un incremento del 19% interanual, hasta los 31,2 TWh**, dado que el año pasado fue especialmente seco.

Producción nuclear



Nuestros escenarios de previsión de generación nuclear contemplan las paradas programadas de 3 centrales nucleares en los meses de abril/mayo y octubre

Previsión de generación nuclear (GWh)



Paradas nucleares programadas para recarga durante el año 2020 se concentrarán en los meses de **abril-mayo** (Almaraz I y Ascó I) y en el mes de **octubre** (Ascó II).

De acuerdo a nuestras previsiones, la generación nuclear durante el segundo trimestre de 2020 será un 1,0% superior a la del mismo periodo del año anterior, 13,4 TWh, a pesar de las paradas programadas que afectan a los meses de abril y mayo.

En cuanto al volumen de generación nuclear anual, nuestra previsión es de 55,0 TWh, un 1,4% inferior al dato del año 2019.

Al igual que en el informe anterior, 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).

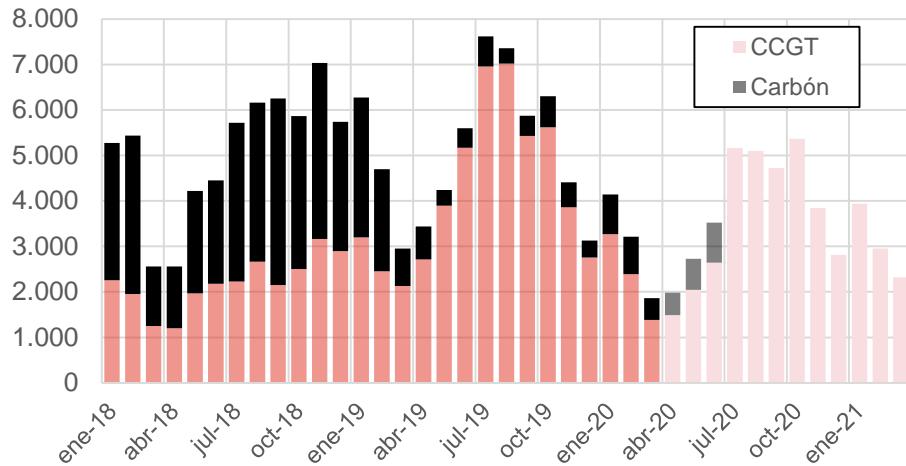
(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

Hueco térmico

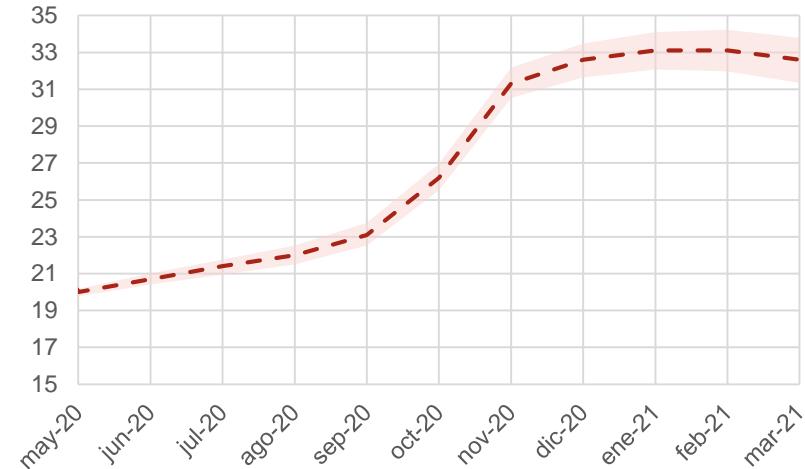


El hueco térmico caerá previsiblemente un 28% respecto a 2019 en nuestro escenario base, como consecuencia de la potencia renovable instalada y la caída en la demanda

Previsión del hueco térmico (GWh)



Previsión coste de generación CCGT⁽²⁾ (€/MWh)



El año 2019 destacó por un notable descenso de la producción eléctrica mediante centrales de carbón.

Nuestras previsiones mantienen este escenario de diminución de la producción mediante carbón y a su cierre a partir de julio de 2020, substituidas tanto por los ciclos combinados como por la nueva potencia renovable.

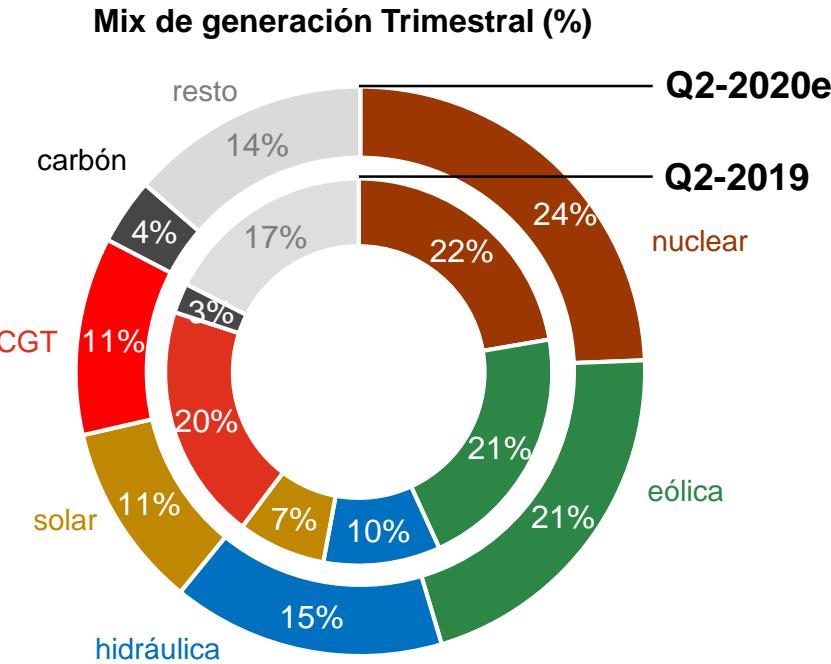
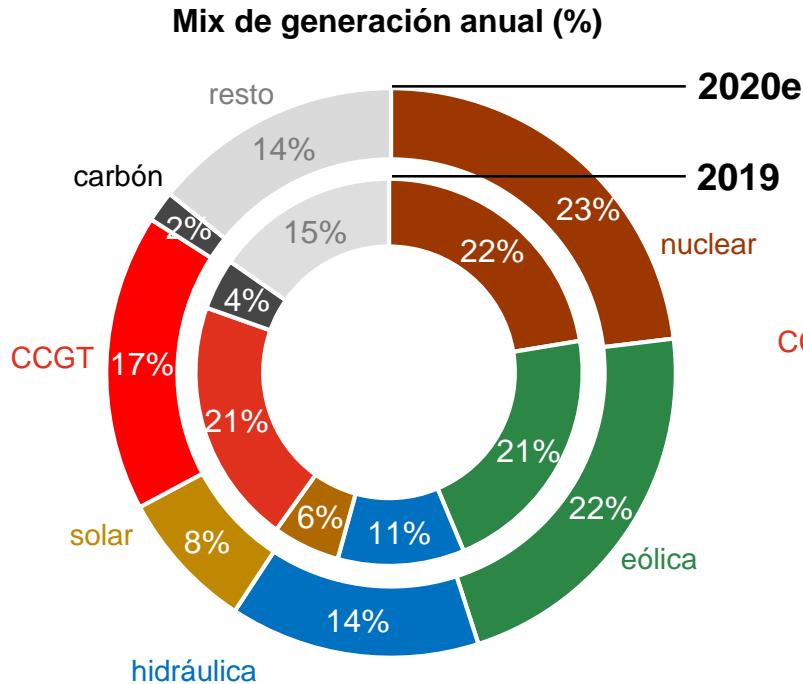
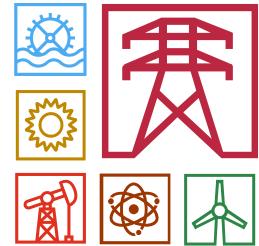
Para el año 2020, prevemos un descenso interanual del hueco térmico del 28%, y para el segundo trimestre del año, del 38% respecto al mismo periodo de 2019.

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

(2) Incluye el coste del combustible, derechos de emisión, céntimo verde, peaje a la generación e impuesto sobre la generación

Cobertura de la demanda

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



Respecto al primer trimestre del año pasado, nuestras previsiones arrojan **un fuerte descenso del hueco térmico, del 23% de la generación al 15%**. Esta caída se debe a una mayor generación hidráulica y solar, y sobre todo por la caída en la demanda debido al periodo de confinamiento por el coronavirus SARS-CoV-2.

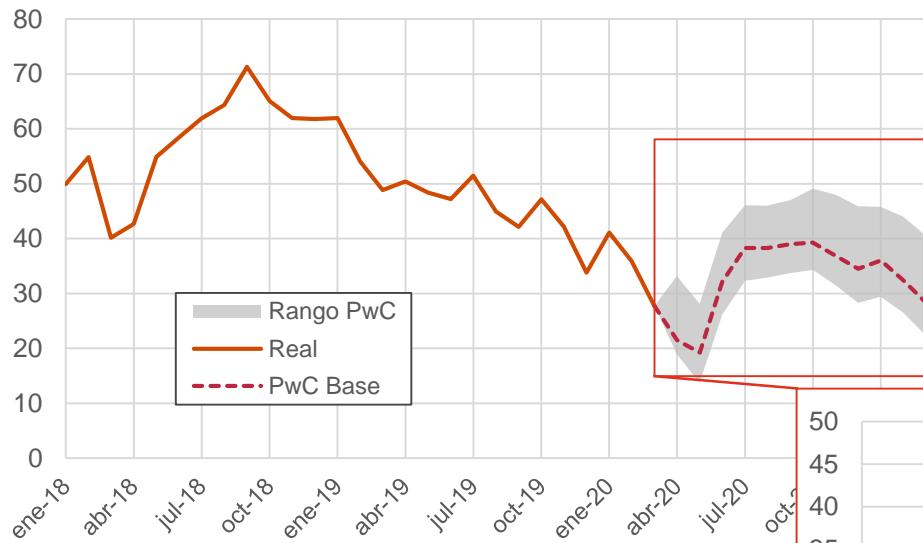
En cuanto al conjunto del año, destaca sobre todo la reducción de la participación de las centrales de carbón, que dejarán de funcionar en julio de 2020, junto con un incremento de la eólica, solar e hidro, y la notable disminución de la demanda de electricidad esperada para este año, que hemos cifrado en el entorno del 4,2%. Los ciclos combinados cubrirán un 17% de la demanda, cubriendo en parte el hueco dejado por el carbón tras el cierre de las centrales.

Precio de la electricidad

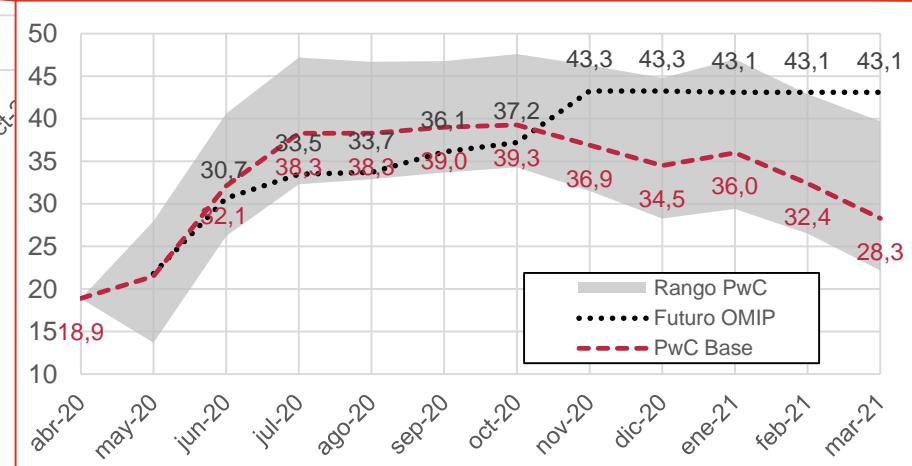


Nuestras previsiones de precios del “pool” vuelven a situarse por debajo de los contratos futuros sobre la electricidad para casi todos los horizontes

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



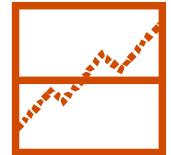
El gráfico inferior muestra la **comparación de nuestros escenarios de previsión con las cotizaciones de los contratos futuros en OMIP** (contratos mensuales hasta octubre de 2020 y trimestrales de noviembre de 2020 a marzo de 2021), a fecha de cotización del 28 de abril de 2020.



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 sin embargo muy por encima de nuestras **previsiones**, en el entorno de nuestro escenario más alcista.

Precio de la electricidad



Estimamos una caída interanual del precio medio del 'pool' del 30% para 2020, hasta los 33,6 €/MWh

Previsión del precio medio mensual (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
abr-20	18,9	18,9	18,9	-63%
may-20	13,7	21,5	28,1	-56%
jun-20	26,2	32,1	40,6	-32%
Jul-20	32,3	38,3	47,2	-26%
ago-20	32,9	38,3	46,7	-15%
sep-20	33,7	39,0	46,8	-7%
oct-20	34,3	39,3	47,6	-17%
nov-20	31,5	36,9	46,3	-13%
dic-20	28,3	34,5	44,8	+2%
ene-21	29,4	36,0	47,1	-12%
feb-21	26,5	32,4	42,9	-10%
mar-21	22,2	28,3	39,7	+2%

Previsión del precio medio trimestral (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
Q2-20	19,6	24,1	29,2	-50%
Q3-20	33,0	38,6	46,9	-17%
Q4-20	31,4	36,9	46,3	-18%
Q1-21	26,0	32,2	43,2	-26%

Previsión del precio medio anual (€/MWh)

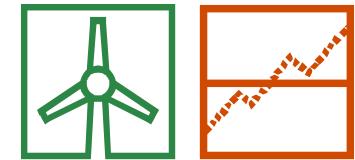
Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
2020	26,6	33,6	39,3	-30%
2021	-	-	-	-

Fuente: PwC y OMIE

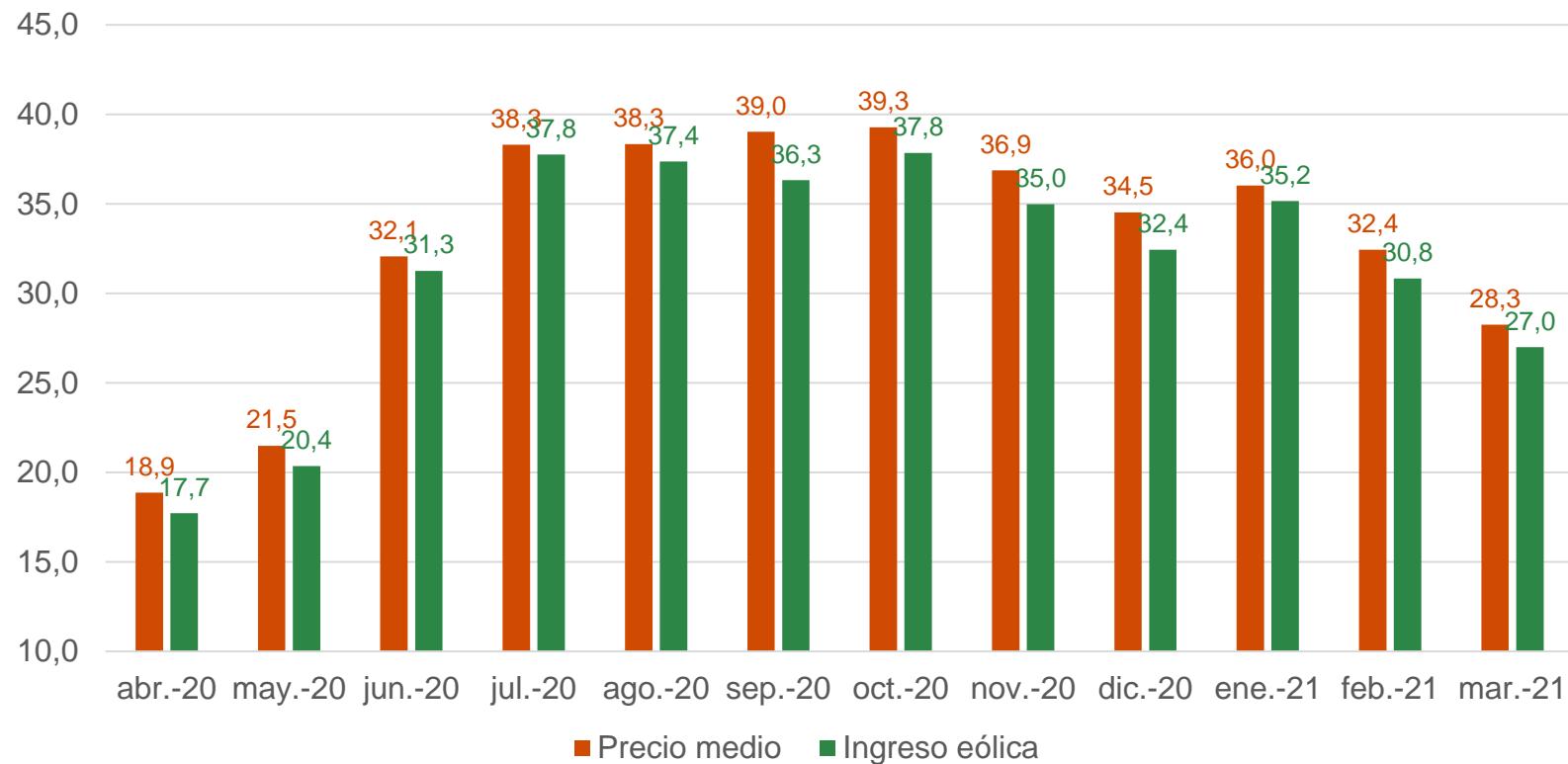
(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

Ingreso de la eólica

Nuestra previsión del ingreso medio de la eólica es de 31,6 € por MWh producido durante el año 2020



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



Fuente: REE y análisis PwC

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

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
Regresión Dinámica	Mínimos Cuadrados Generalizados	- Dinámicas autorregresivas para inputs y errores.
Función de Transferencia	Máxima Verosimilitud Exacta	- Transformaciones regulares y estacionales. - La dinámica de los inputs y errores admite componentes autorregresivos y de media móvil.
ECM (Modelo de Corrección de Error)	Estimación en 2 etapas de Engle-Granger	- Estimación de las relaciones dinámicas de corto y largo plazo. - Especialmente relevante para las relaciones de largo plazo entre precios del gas natural y precios de la electricidad.

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

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.