

# Previsión del precio de la electricidad

2º trimestre de 2019

26 de abril de 2019



# Índice

	Página
<b>1. Introducción</b>	<b>3</b>
<b>2. Error de previsión del trimestre anterior</b>	<b>6</b>
<b>3. Previsiones para el año móvil</b>	<b>10</b>
3.1 <i>Comentario general</i>	11
3.2 <i>Demanda de electricidad</i>	12
3.3 <i>Generación por tecnología</i>	13
3.4 <i>Precios de la electricidad</i>	15
<b>4. Metodología</b>	<b>17</b>
<b>5. Hipótesis y fuente de los datos</b>	<b>21</b>



A large, bold white number '1' is positioned on the left side of the image. The background is a photograph of a wind farm with several white wind turbines on a grassy hill. The sky is a mix of orange, yellow, and blue, suggesting a sunset or sunrise. The overall scene is serene and modern.

# 1

## Introducción

# Introducción

## Objetivo del informe

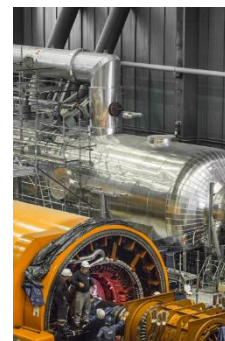
El objetivo del presente informe es proporcionar a la Asociación Empresarial Eólica (AEE) y a sus asociados **previsiones de los precios mayoristas de electricidad en España a un horizonte temporal de 12 meses.**

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 hidráulicidad, la potencia disponible nuclear o los precios del carbón, gas natural y derechos de emisión.

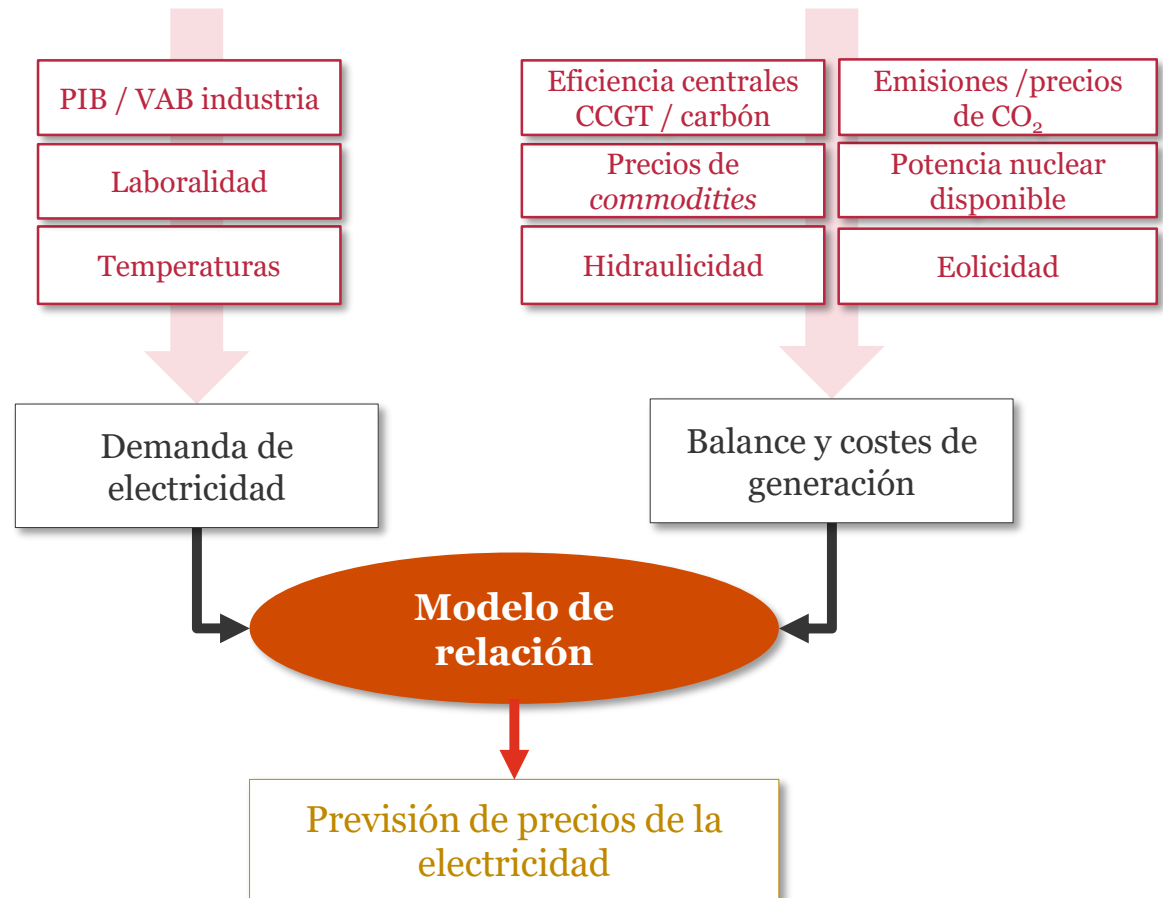
Para la obtención de las proyecciones de precios, debemos estimar previamente sus variables determinantes para el mismo horizonte temporal, utilizando para ello hipótesis verosímiles sobre su evolución y las técnicas estadísticas adecuadas.



# 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**.





A photograph of a wind farm on a grassy hill at sunset. The sky is a mix of orange, yellow, and blue. Several wind turbines are visible, with their blades catching the light. The foreground shows the texture of the grass and the silhouette of a path.

# 2

Error de  
previsión del  
trimestre  
anterior

# Error de previsión del Q1-19

El error de previsión del precio de la electricidad para el Q1 de 2019 fue del 6,4%, siendo la principal fuente de la desviación la disminución de los precios de los combustibles y la baja demanda de electricidad registrada

El precio medio de la electricidad en el trimestre anterior fue de 54,9 €/MWh, frente a nuestro **escenario central de previsión de 58,5 €/MWh**, lo que supone un **error del 6,4%** y lo sitúa más cerca de nuestro **escenario bajo**, que fue de 54,2 €/MWh.

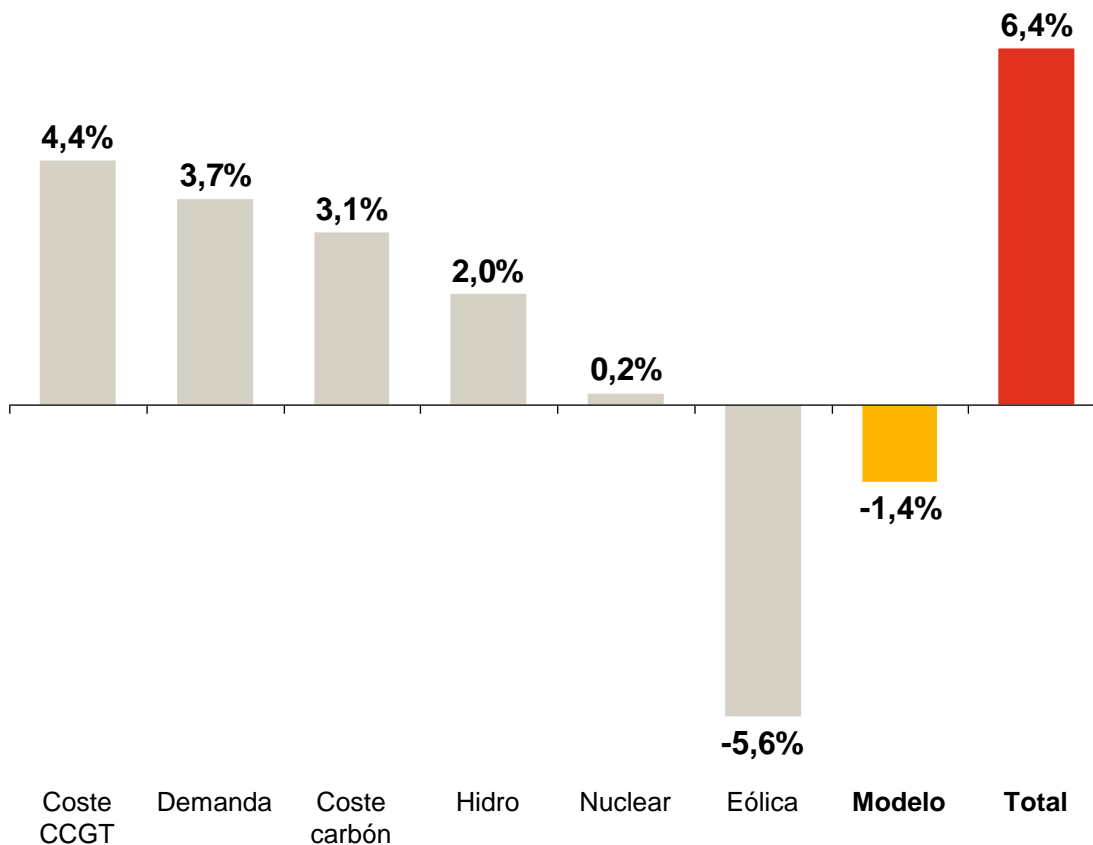
Las principales fuentes de desviación respecto a nuestro escenario base han sido principalmente dos:

- Por un lado, la **caída en los precios de los combustibles**, en especial el del gas natural, no recogida en los precios de los futuros.
- Por otro, la **baja demanda de electricidad**, debido a las relativamente altas temperaturas registradas en los primeros 3 meses del año.

Este error al alza se vio compensado por la generación eólica, superior a la estimada.

**Eliminando el efecto de la previsión los inputs, el error del modelo hubiera sido de tan solo el -1,4%.**

## Aportación de cada variable al error de previsión del precio del Q1-19



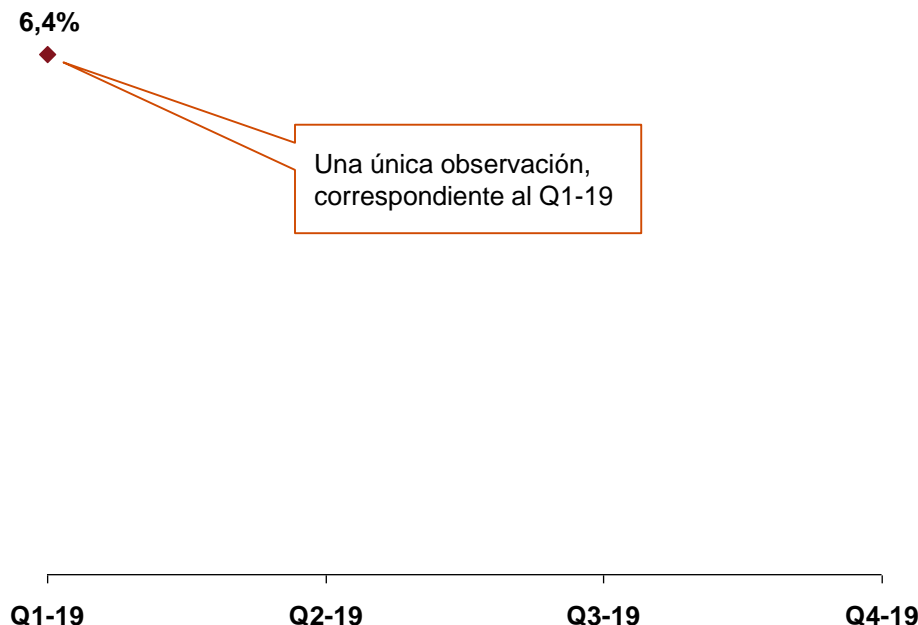
# Análisis histórico del error de previsión

En esta sección se irá recogiendo el error de previsión histórico cometido aunque de momento contamos con una única observación, la correspondiente al primer trimestre del año

## Error histórico trimestral (previsión Q-1)

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

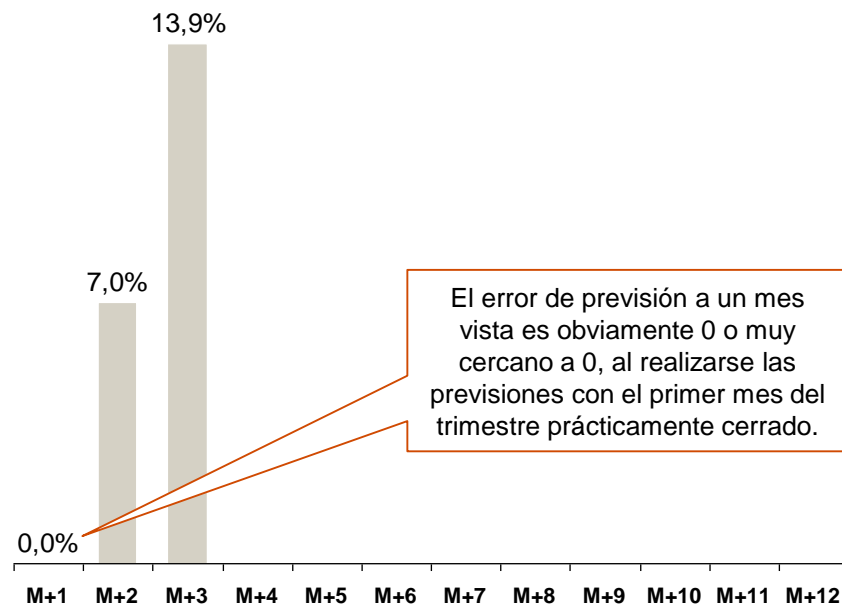
Al tratarse del segundo informe elaborado, solo contamos con una observación.



## Error promedio mensual por horizonte de previsión

Por otro lado, el gráfico inferior muestra el error medio absoluto (sin tener en cuenta el signo del error) para cada mes del horizonte de previsión (12 meses).

Al tratarse del segundo informe, solo contamos con el error para los 3 primeros meses del año.





# Cambios metodológicos

El error en la previsión de la demanda nos ha llevado a realizar algunos cambios tanto en el modelo de relación como en la construcción de los escenarios alto y bajo

La mayor parte del error registrado en el primer trimestre del año proviene de variables no controlables:

- **fenómenos meteorológicos difíciles de prever** a horizontes de medio o largo plazo (temperatura, eolicidad e hidraulicidad, principalmente).
- **Cotizaciones de commodities energéticas** (precio internacional del gas natural, carbón y derechos de emisión), cuya mejor previsión a un horizonte determinado es el precio del contrato futuro a ese mismo vencimiento.

Si obviamos el error cometido en la previsión de las variables explicativas de los precios de la electricidad, **el modelo ha respondido de forma bastante satisfactoria para la previsión de precios en el primer trimestre del año**, con una desviación del -1,9% respecto al precio real. En cualquier caso, **las previsiones se mantuvieron dentro del rango de escenarios alto y bajo previsto**.

Pese a que buena parte del error no es controlable, **hemos realizado algunos cambios metodológicos en los diferentes modelos** con el objetivo de ajustar mejor la previsión para los próximos trimestres.

## Cambios metodológicos realizados



Re-calibración del **modelo de relación de la demanda** de electricidad con el VAB de la industria y el PIB del resto de sectores.



**Incremento del rango de escenarios de demanda** mediante la construcción de escenarios más extremos de temperaturas.



**Cambio en la especificación del modelo de regresión dinámica de precios y cambio en la ponderación** de los 3 modelos.



Introducción de los **peajes de acceso a la generación** en el coste de centrales de carbón y gas natural.

A background image of a wind farm with several wind turbines in a grassy field under a cloudy sky. The image is dimmed to allow text to be visible.

# 3

**Previsiones  
para el año  
móvil**

# Comentario general

Hemos revisado a la baja tanto nuestra previsión de demanda como de los costes de generación de las tecnologías térmicas convencionales, y consecuentemente en el precio de la electricidad

Este trimestre hemos revisado nuestra previsión de la demanda peninsular de electricidad, pasando de 255 a 248 TWh, lo que supone un descenso interanual del 2% y una desviación frente a la previsión de REE de -1,9%. Nuestra revisión a la baja recoge la inercia del bajo consumo eléctrico de los últimos meses (aún corregido del efecto de las temperaturas) y el estancamiento de la VAB de la industria nacional, pese a mantener nuestro escenario económico base con un crecimiento esperado del PIB del 2,1% en el año en curso.

Respecto a la generación por tecnologías, la reducción de nuestra previsión de demanda reduce la participación relativa del hueco térmico, pasando a ser un 20% sobre el total de generación neta. Las principales tecnologías en la cobertura de la demanda serán, previsiblemente, la nuclear, con un 25% sobre el total, la eólica, con un 22% y el mencionado hueco térmico (gas natural y carbón).

Debido a la baja hidraulicidad del año en curso, esperamos una caída interanual de la generación hidroeléctrica del 22%.

Los precios del carbón y gas natural han sido inferiores a lo esperado, lo que se ha reflejado también en los futuros a un año vista. Esto, junto con el mantenimiento de la moratoria del “céntimo verde” sobre el gas natural (no así el impuesto sobre la generación, que se ha vuelto a introducir en abril), ha reducido el coste esperado de la generación térmica.

Todo esto ha reducido también nuestra previsión del precio de la electricidad para 2019 que situamos ahora en 56,1 €/MWh, 3,5 € por debajo de nuestra anterior previsión.

# Demanda de electricidad

Reducimos nuestra previsión de la demanda de transporte de electricidad peninsular de 2019 a 248 TWh, lo que supone una caída interanual del -2,1%, frente a una previsión de REE de 253 TWh

Nuestro **escenario central de demanda de electricidad peninsular para 2019** ha bajado desde los 255 TWh del trimestre anterior a los **248 TWh**, lo que supondría un **descenso de casi el 2% respecto al año pasado**.

Las **previsiones de Red Eléctrica**, han sufrido una modificación más moderada, proyectando un consumo eléctrico para este año de alrededor de **253 TWh**.

Esta cifra del operador del sistema es muy elevada, vista la inercia de la demanda en los primeros 3 meses del año y la aparente descorrelación de la misma respecto al crecimiento económico.

Nuestros **escenarios más extremos de demanda** serían de **240 TWh en el rango inferior** (menor crecimiento económico y efecto bajista de las temperaturas) y **256 TWh en el superior** (crecimiento alto y efecto alcista de las temperaturas).

Fuente: REE y análisis PwC

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

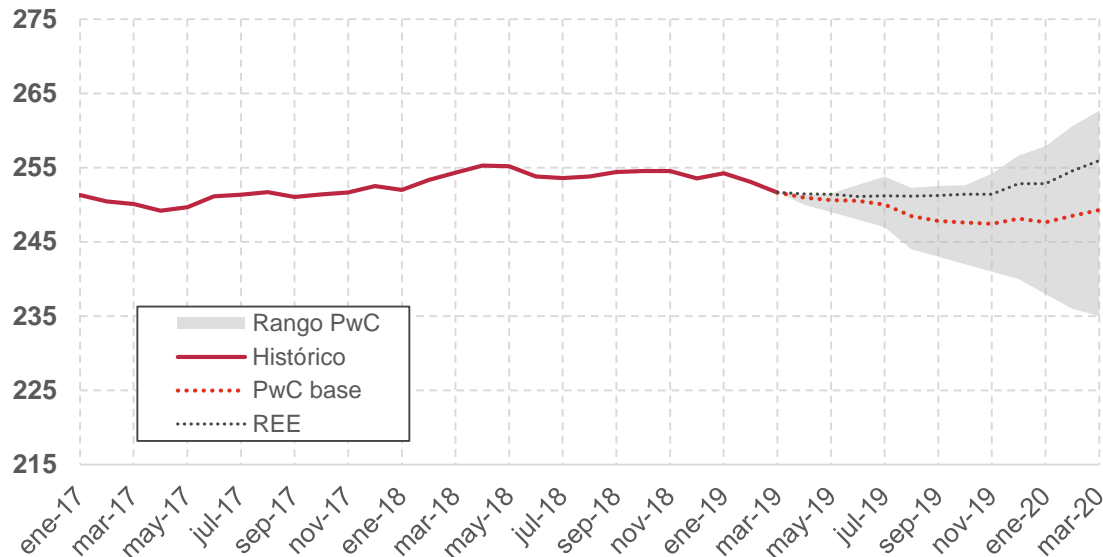
(2) La suma del año móvil corrige parte del efecto estacional y representa algo parecido a una tendencia, facilitando la comparación entre periodos consecutivos.

PwC

Previsión de demanda de electricidad (TWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Q2-19	56,9	59,2	61,5	-1,9%
2019	239,7	248,1	256,3	-2,1%

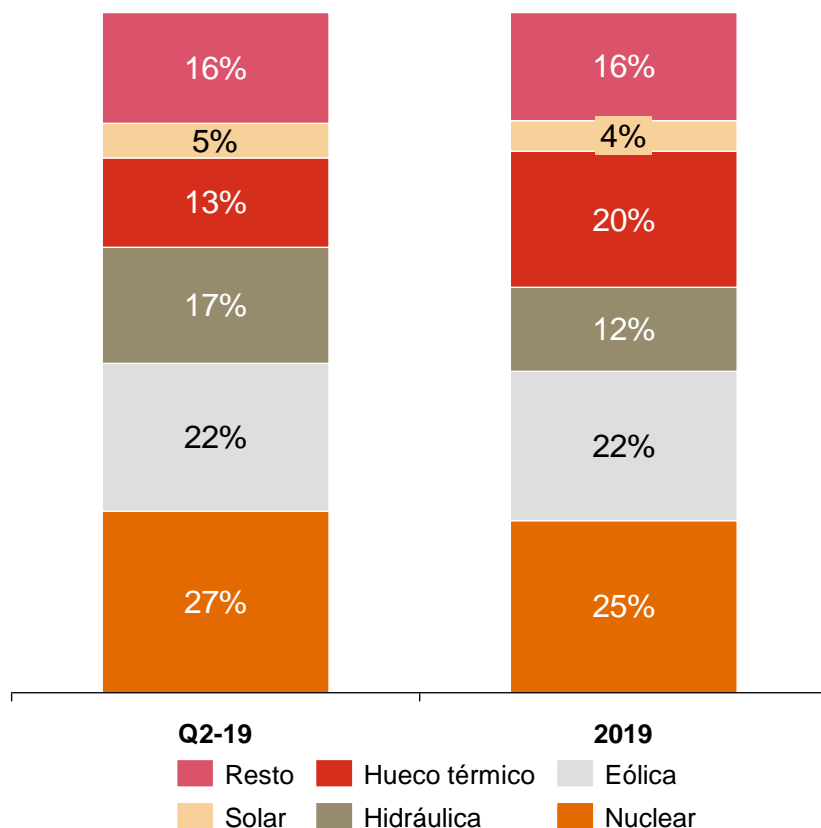
Suma del año móvil de la demanda de transporte de electricidad peninsular (TWh) <sup>(2)</sup>



# Generación por tecnología (1/2)

De acuerdo a nuestras previsiones, la principal tecnología de generación en 2019 será la nuclear, con un 25% sobre el total, seguida de la eólica, con un 22%, y el hueco térmico (carbón y gas natural), con un 20%

Cobertura de la demanda (% sobre generación neta)



Generación nuclear (TWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Q2-19	13,4	14,2	14,5	+27%
2019	54,9	57,3	58,0	+7,7%

Generación hidráulica (TWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Q2-19	7,5	9,2	10,8	-26%
2019	24,4	28,0	31,7	-22%

Generación eólica (TWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Q2-19	9,5	11,5	13,6	+11%
2019	43,2	49,4	55,6	+1,0%

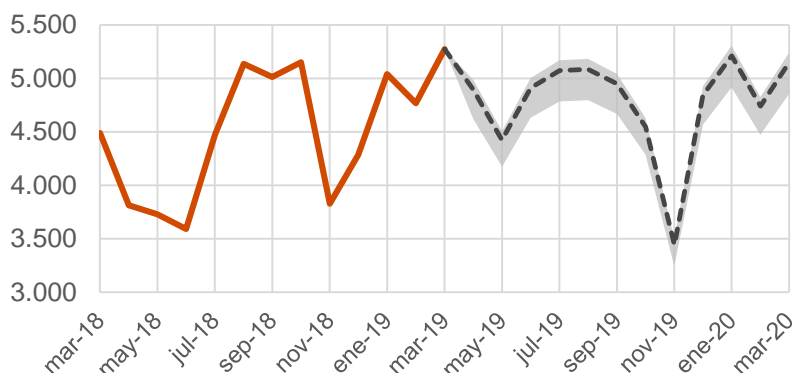
Fuente: REE y análisis PwC

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

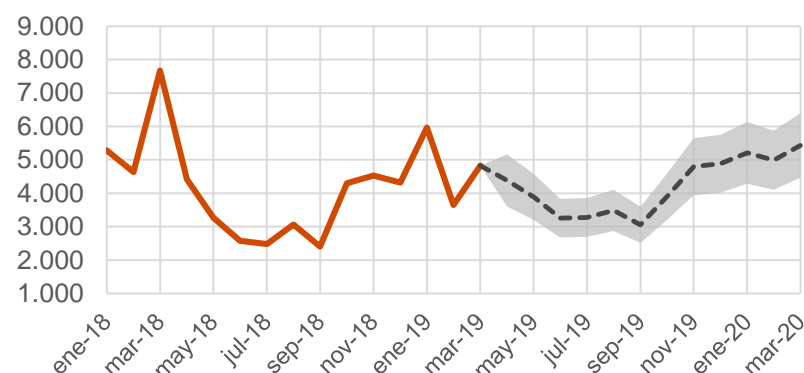
# Generación por tecnología (2/2)

No hay grandes variaciones en nuestra proyección mensual de generación nuclear, hidráulica y eólica, esperando una producción en el Q2 de 14 TWh, 9 TWh y 12 TWh, respectivamente

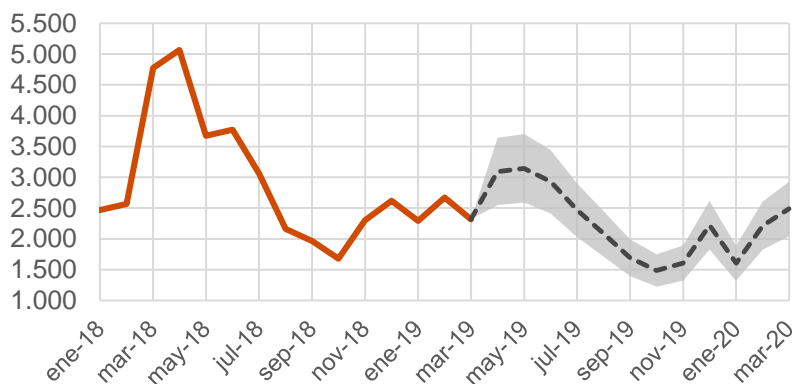
Generación nuclear (GWh)



Generación eólica (GWh)



Generación hidráulica (GWh)



Estos gráficos representan la **evolución prevista de la generación nuclear, hidráulica y eólica** bajo nuestros escenarios central, alto y bajo de cada variable (ver sección 4 para ver las metodologías aplicadas).

**Para lo que resta del trimestre, se espera una caída en la generación nuclear y eólica, y un incremento en la hidráulica. Se mantiene la fuerte caída en la generación nuclear en el mes de noviembre, debido a la parada para recarga de varias centrales.**

Fuente: REE y análisis PwC..



# Precio de la electricidad (1/2)

Nuestra previsión del precio de la electricidad para el Q2 de 2019 es de 49,9 €/MWh, lo que supone una caída del 4,1% respecto al mismo periodo del año anterior

Previsión del precio medio mensual (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
<i>abr-19</i>	49,5	49,5	49,5	16,0%
<i>may-19</i>	42,0	48,7	55,7	-11,3%
<i>jun-19</i>	43,9	51,4	59,3	-12,0%
<i>jul-19</i>	49,6	57,2	65,2	-7,6%
<i>ago-19</i>	48,6	56,0	63,7	-13,0%
<i>sep-19</i>	52,0	59,2	66,8	-16,9%
<i>oct-19</i>	54,6	62,3	70,3	-4,2%
<i>nov-19</i>	54,5	64,2	74,1	3,7%
<i>dic-19</i>	48,4	60,0	71,9	-2,9%
<i>ene-20</i>	50,9	62,5	74,4	0,9%
<i>feb-20</i>	43,1	56,7	70,5	5,0%
<i>mar-20</i>	41,0	54,4	68,1	11,5%

Previsión del precio medio trimestral (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. <sup>(1)</sup> (%)
Q2-19	45,2	49,9	54,9	-4,1%
Q3-19	45,2	57,5	60,1	-12,7%
Q4-19	47,4	62,2	62,7	-1,2%
Q1-20	50,1	57,9	65,2	5,4%

Previsión del precio medio anual (€/MWh)

Periodo	Esc. alto	Esc. base	Esc. bajo	Var. <sup>(1)</sup> (%)
2019	50,7	56,1	61,8	-2,0%
2020	-	-	-	-

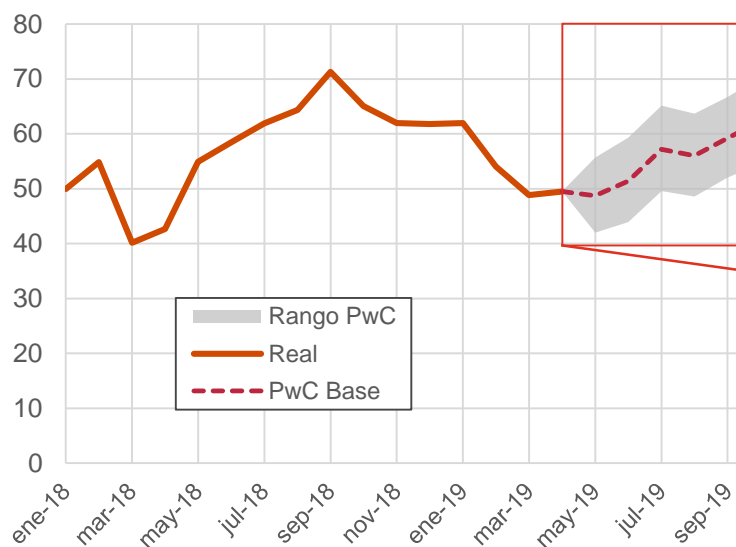
Nuestra **previsión del precio de la electricidad para 2019 se ha reducido de 59,6 €/MWh a 56,1 €/MWh**, debido fundamentalmente a la menor demanda de electricidad esperada, además de costes de generación inferiores a los supuestos el trimestre anterior.

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

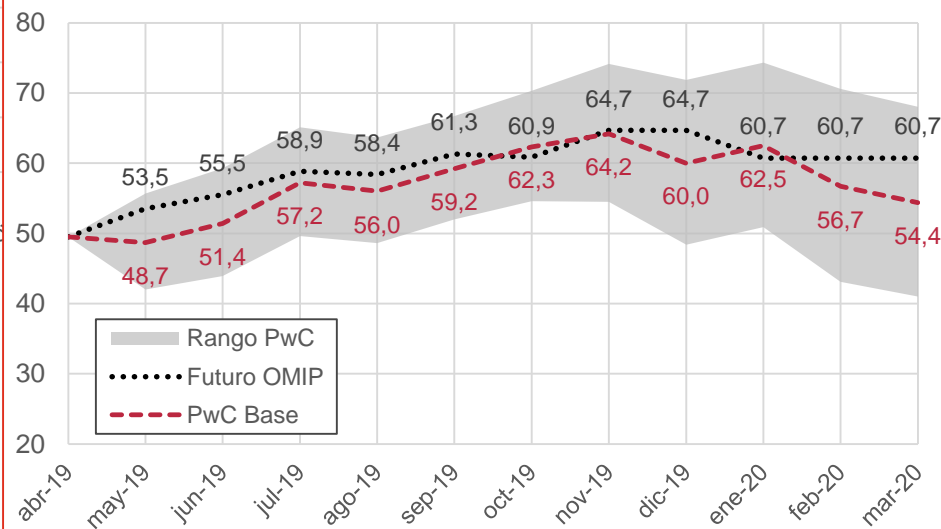
# Precio de la electricidad (2/2)

Las cotizaciones de los contratos futuros del precio de la electricidad en OMIP se sitúan actualmente por encima de nuestras previsiones en nuestro escenario central para la mayoría de vencimientos

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 2019 y trimestrales de noviembre a marzo de 2020), a fecha de cotización del 17 de abril de 2019.



Los futuros cotizan en general ligeramente por encima de nuestro escenario base de previsión para la mayoría de los vencimientos, aunque las diferencias son pequeñas, a excepción de mayo y junio, y se mantiene el perfil estacional. Las diferencias para los meses de mayo y junio son de 4,8 y 4,1 €/MWh, respectivamente.

Fuente: OMIE, OMIP y análisis PwC

4

# 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	<ul style="list-style-type: none"><li>- Dinámicas autorregresivas para inputs y errores.</li></ul>
Función de Transferencia	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>
ECM (Modelo de Corrección de Error)	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
<b>Demanda</b>	Demanda de transporte de electricidad peninsular	Influencia muy elevada en los precios del MIBEL	Positivo (+)
<b>Generación por tecnología</b>	Generación hidráulica	-	Negativo (-)
	Generación nuclear	-	Negativo (-)
	Generación eólica	-	Negativo (-)
<b>Costes de generación CCGT</b>	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 (+)
<b>Costes de generación carbón</b>	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



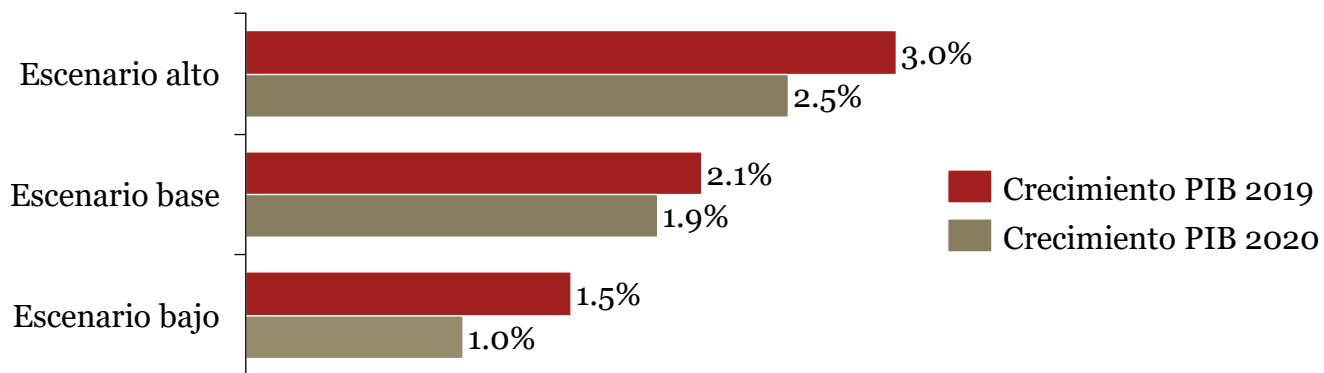
A large, bold, white number '5' is positioned on the left side of the image. The background consists of a green field in the foreground and an industrial facility with several tall smokestacks in the distance under a cloudy sky.

# 5

**Hipótesis y  
fuente de los  
datos**

# Hipótesis sobre otras variables utilizadas en la previsión

La predicción de precios del mercado diario de electricidad para un horizonte de un año vista requiere utilizar ciertas **hipótesis sobre el crecimiento anual del PIB y de los precios de los combustibles para los diferentes escenarios de previsión.**



*Fuente: Análisis PwC a partir de las previsiones de FUNCAS*

Commodity	Precio 2019	Precio 2020
Gas Natural	18,0 €/MWh	19,0 €/MWh
Carbón	68,0 \$/t	74,5 \$/t
Derechos de emisión	27,5 €/t	27,5 €/t

*Fuente: Análisis PwC a partir de datos de EEX, ICE y Bloomberg*

# Fuente de los datos

Dato	Periodicidad	Unidad	Fuente
Demanda peninsular de electricidad	mensual	GWh	Red Eléctrica de España (REE)
Generación peninsular por tecnología	mensual	GWh	Red Eléctrica de España (REE)
Potencia instalada por tecnología	mensual	MW	Red Eléctrica de España (REE)
Indisponibilidades del parque nuclear	mensual	% sobre potencia	Red Eléctrica de España (REE)
Potencia disponible nuclear programada	mensual	MW	Red Eléctrica de España (REE)
Precios del gas natural en Europa	media mensual	\$/MBTU	World Bank
Precios del carbón (Richards Bay FOB)	media mensual	\$/t	World Bank
EUA (derechos de emisión)	media mensual	€/t	EEX
Futuros de commodities	mensual / trimestral	€/MWh - \$/t - €/t	EEX / ICE / Bloomberg
Tipo de cambio EUR-USD	media mensual	€/€	European Central Bank
PIB trimestral en precios reales	trimestral	Índice, corregido de estacionalidad	Instituto Nacional de Estadística (INE)
VAB de la industria, en precio reales	trimestral	Índice, corregido de estacionalidad	Instituto Nacional de Estadística (INE)
Previsiones de crecimiento del PIB para España	anual	% precios constantes	FUNCAS
Precios de la electricidad del mercado diario para España	media mensual	€/MWh	Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE)

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.