

Previsión del precio de la electricidad

1º trimestre de 2020

28 de enero 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



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

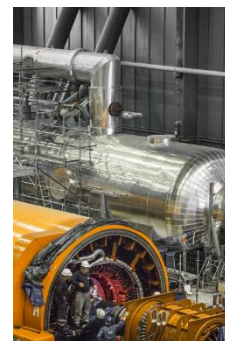
El objetivo del presente informe es proporcionar a la Asociación Empresarial Eólica (AEE) y a sus asociados **previsiones de los precios mayoristas de electricidad en España a un horizonte temporal de 12 meses.**

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.

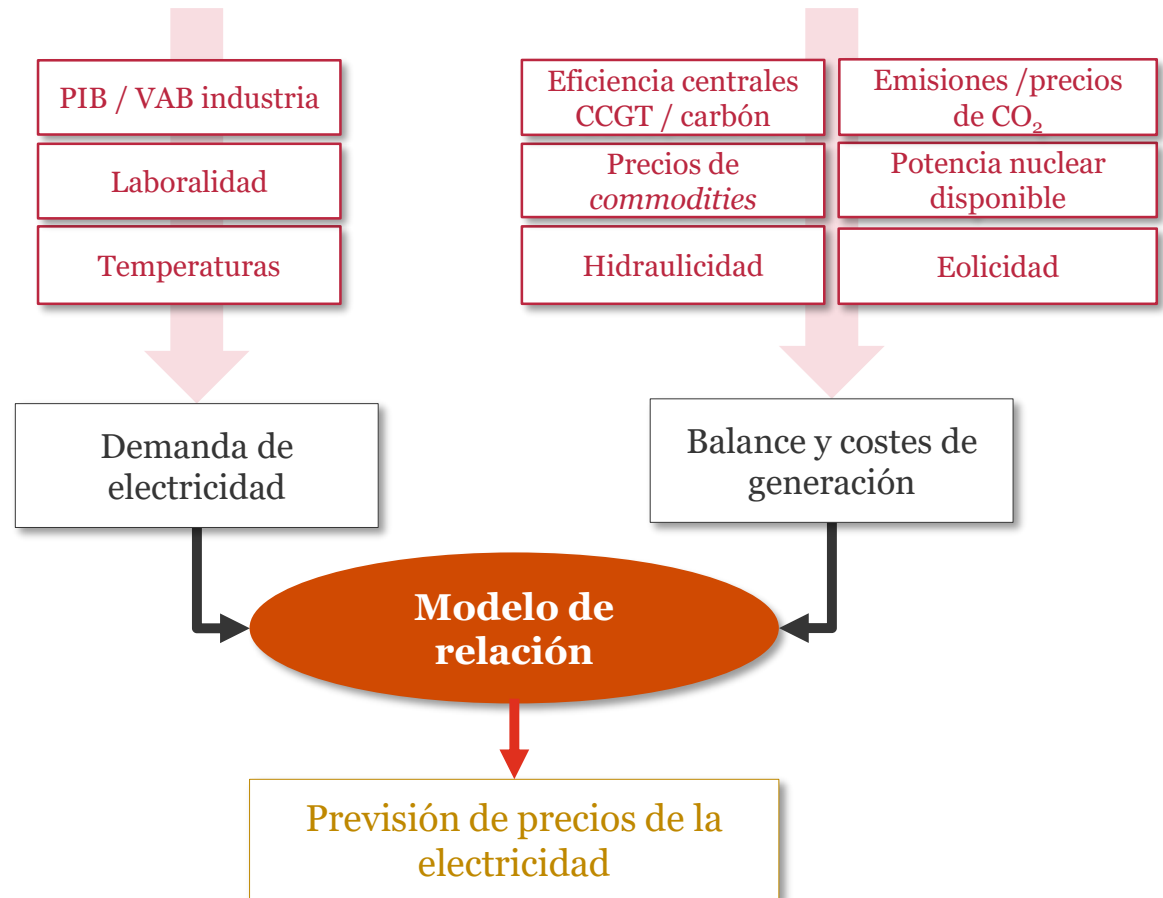
Para la obtención de las proyecciones de precios, debemos estimar previamente sus variables determinantes para el mismo horizonte temporal, utilizando para ello hipótesis verosímiles sobre su evolución y las técnicas estadísticas adecuadas.



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**.





2

Error de
previsión

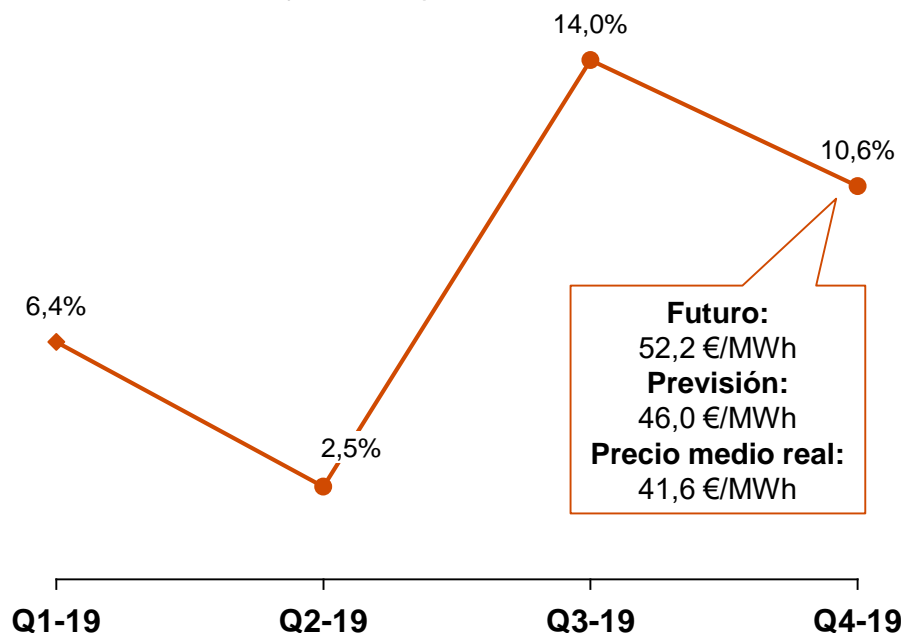
Evolución del error de previsión

El error de previsión del último trimestre de 2019 fue del 10,6%, fundamentalmente concentrado en el mes de diciembre. A pesar de todo, nuestra diferencia fue mucho menor a la de los futuros.

Error absoluto trimestral (previsión Q+1)

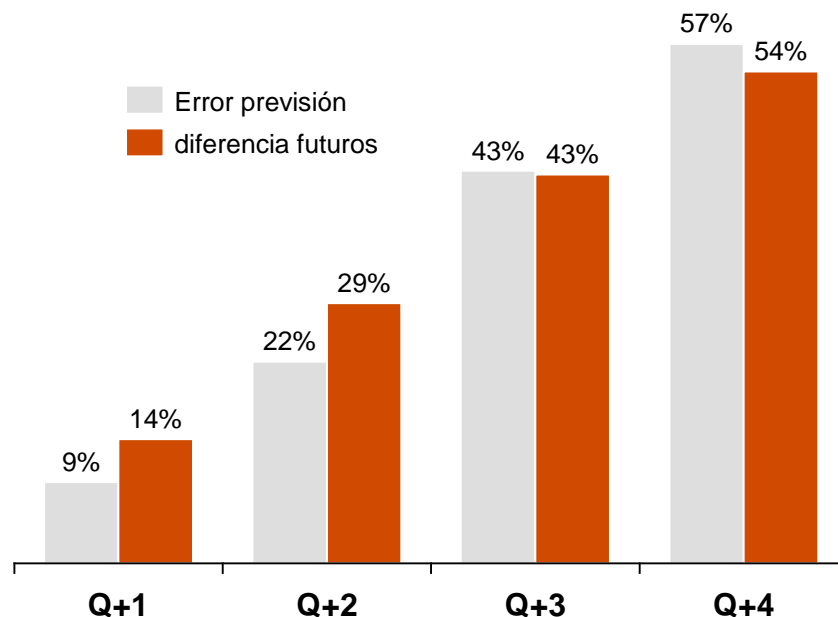
El gráfico inferior muestra la evolución del error absoluto de previsión para el trimestre siguiente (Q+1), lo que permitirá hacer un seguimiento a lo largo del tiempo del error cometido.

El error de previsión del Q4-19 ha sido del 10,6%, fundamentalmente por el precio de diciembre, que registró un valor mucho más bajo de lo esperado.



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 cada mes del horizonte de previsión (12 meses). 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.



A large, bold, white number '3' is positioned on the left side of the image. The background features a landscape with several wind turbines in a green field under a blue sky with light clouds. The turbines are white with red accents on their towers. The overall scene is slightly dimmed, making the white text stand out.

3

**Previsiones
para el año
móvil**

Demanda de electricidad



En los últimos años, se ha producido una “desconexión” entre la evolución del PIB y la demanda de electricidad debido al cambio del tejido productivo y la caída en la intensidad energética.

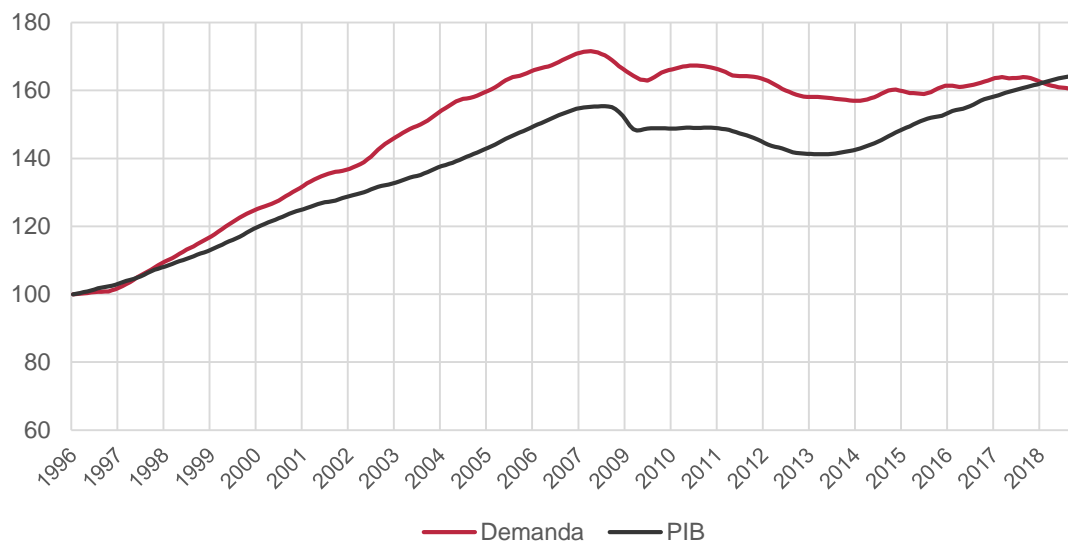
Hasta el año 2005 la demanda de energía eléctrica crecía con mayor intensidad de lo que lo hacía la actividad económica (PIB), es decir, por cada punto de crecimiento del PIB, la demanda crecía más.

En los **años previos al inicio de la crisis, 2006-2008**, la relación entre la demanda y el PIB cambia, ya que si bien ambas magnitudes evolucionan con el mismo signo, la relación de su intensidad es menor.

Los **años en los que el impacto de la crisis es más profundo** se alternan relaciones de una intensidad muy variable debido a que es un período de ajuste.

En el **proceso de recuperación** posterior (a lo largo del segundo semestre de 2013) la recuperación de la actividad es más acelerada de lo que lo hace la demanda eléctrica.

Demanda de electricidad vs PIB (base 100 enero 1996)⁽¹⁾



- Cambio de la estructura económica de forma que actividades más intensivas en el uso de la energía pierdan relevancia en el conjunto de la economía.
- Una mejora de la eficiencia que conduce a que se pueda producir la misma cantidad de producto (o dar el mismo servicio) con menor uso de energía.
- REE, en un informe de 2019, señala que la elasticidad entre PIB y demanda de electricidad debería volver a subir en el largo plazo..

Fuente: REE y análisis PwC

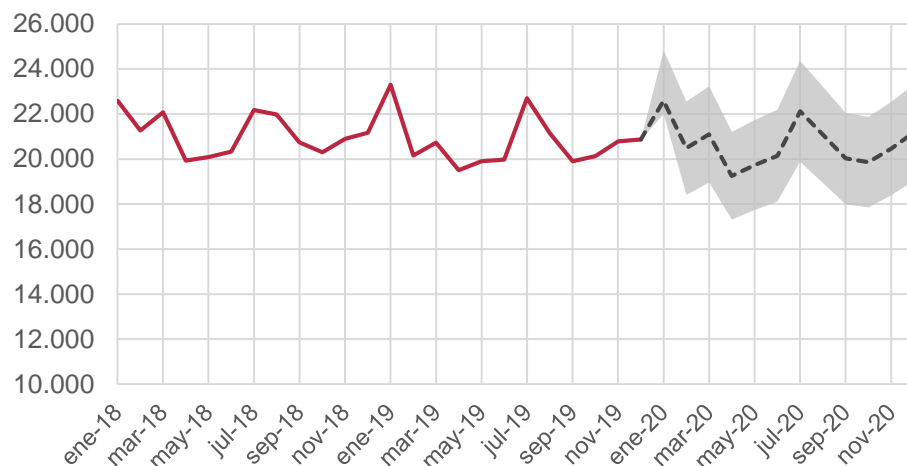
(1) Demanda mensual desestacionalizada vs PIB desestacionalizado, en precios constantes y mensualizado (método Boot-Feibes-Lisman).

Demanda de electricidad



En nuestro escenario central de previsión, el año en curso cerrará con una demanda de transporte de electricidad de 248 TWh, un 0,4% inferior al dato de 2019.

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



Periodo	Esc. Bajo ⁽¹⁾	Esc. base	Esc. Alto ⁽¹⁾	Var. ⁽²⁾ (%)
ene-20	22.006	22.595	24.831	-3,0%
feb-20	18.407	20.483	22.558	+1,6%
mar-20	18.956	21.093	23.230	+1,8%
Q1-20	59.369	64.171	70.620	0,0%
2020	224.604	248.037	273.117	-0,4%

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

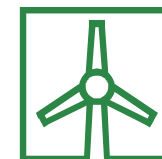
Dada la descorrelación actual entre PIB y demanda de electricidad, en este periodo **se ha modificado la metodología de previsión de precios.**

Hasta ahora, utilizábamos un **modelo de relación de la demanda con la evolución del VAB industrial y el resto del PIB** que ha estado sobrestimando el consumo eléctrico, que **hemos substituido por un modelo univariante SARIMA** que solo tiene en cuenta la propia evolución de la demanda de electricidad en el pasado, con las debidas transformaciones regulares y estacionales identificadas.

De acuerdo a nuestras previsiones, **el primer trimestre de 2020 prácticamente igualará la demanda de transporte de electricidad registrada en el mismo periodo del año anterior (64,2 TWh)**, dentro de un rango de variación de entre 59,4 y 70,6 TWh. En cuanto a la evolución mensual, **en enero prevemos un descenso respecto al mismo mes de 2019 del entorno del 3%**, que será **compensado con un crecimiento en los dos siguientes meses del 1,6% y el 1,8%**, respectivamente.

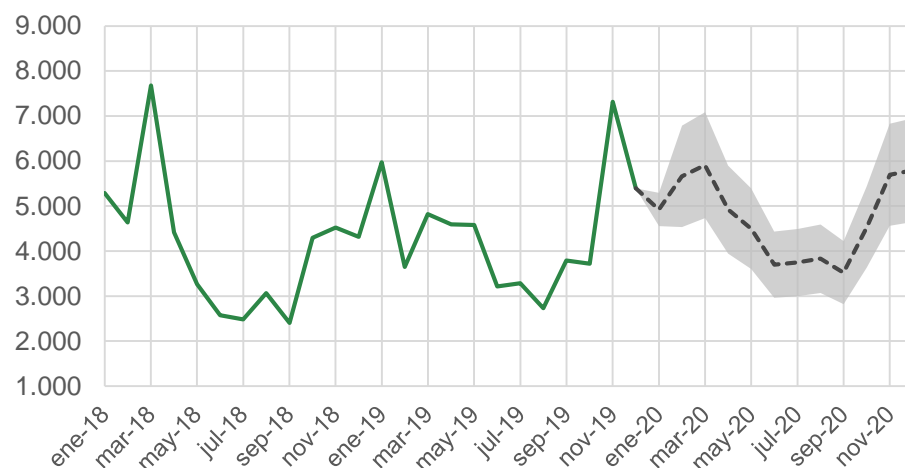
En cuanto al **agregado anual para todo el 2020**, esperamos que la demanda de electricidad se sitúe en el entorno de los **248 TWh, un 0,4% por debajo del registro de 2019**. Respecto a los escenarios alto y bajo, hay que hacer notar que implican un escenario bajo y alto de previsión bajo en todos los meses del año, situación altamente improbable.

Producción eólica

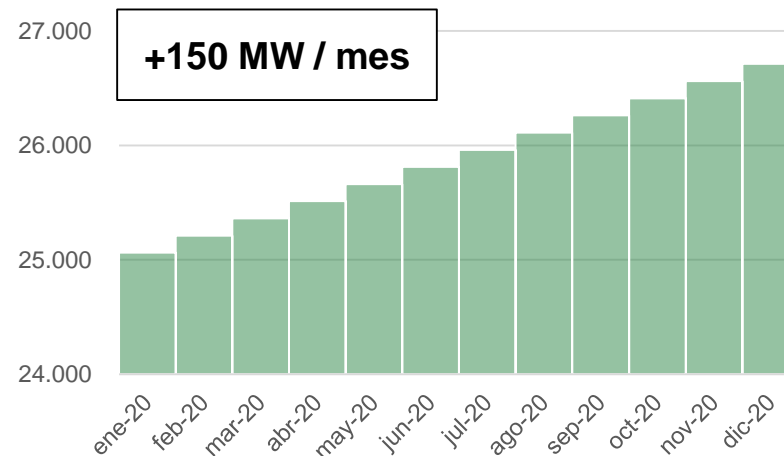


En base a un escenario de 26.700 MW instalados a cierre de 2020, prevemos un incremento interanual de la generación eólica peninsular del 7%, hasta los 56,7 TWh.

Previsión de generación eólica (GWh)



Hipótesis de potencia eólica instalada (MW)



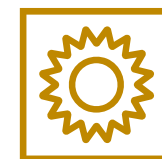
Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
ene-20	4.562	4.923	5.285	-18%
feb-20	4.535	5.662	6.788	+55%
mar-20	4.735	5.911	7.087	+23%
Q1-20	13.955	16.496	19.203	+14%
2020	47.452	56.736	68.835	+7%

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

A pesar de que nuestra estimación de generación eólica para enero de 2020 será un 18% inferior al dato del mismo periodo del año anterior (la eolicidad fue muy elevada respecto a su media estacional en enero de 2019), **el trimestre actual cerrará previsiblemente con una producción de 16,5 TWh, un 14% superior al dato del primer trimestre del año pasado.**

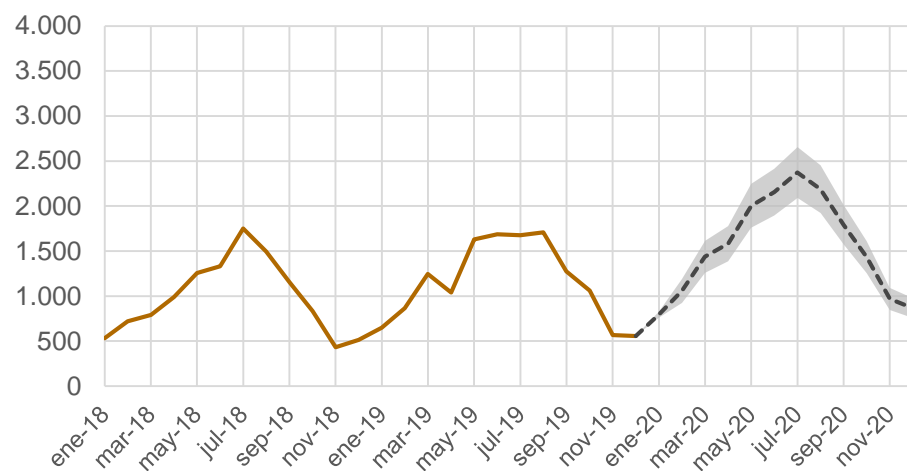
Nuestra estimación se basa en un **incremento de la potencia eólica instalada de alrededor de 1500 MW al mes**, esperando un **valor total a cierre del año de alrededor de 26.700 MW instalados** y una **generación de 56,7 TWh en 2020, un 7% superior al dato del año pasado.**

Producción solar

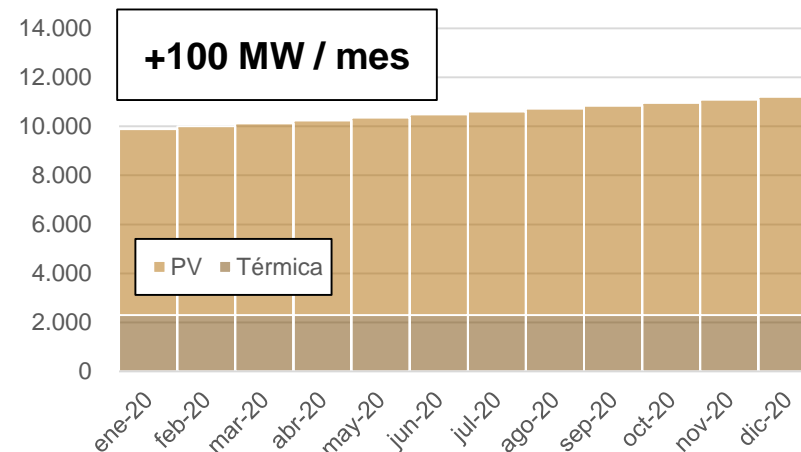


La generación fotovoltaica experimentará un crecimiento anual del 35%, gracias a un notable aumento de la potencia instalada fotovoltaica, hasta los 8.700 MW.

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



Hipótesis de potencia solar instalada (MW)



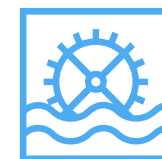
Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
ene-20	761	794	828	+23%
feb-20	925	1.057	1.190	+22%
mar-20	1.258	1.436	1.614	+15%
Q1-20	2.944	3.288	3.632	+19%
2020	16.425	18.646	20.867	+29%

A falta de los datos definitivos, la potencia instalada fotovoltaica se incrementó un 70% en 2019, y esperamos que cierre 2020 en 8.700 MW, además de los alrededor de 2.300 MW de termosolar ya existentes.

De cumplirse este escenario, esperamos una generación solar total de 3,3 TWh durante el primer trimestre de 2020, un 19% superior al dato del mismo periodo del año anterior, y una producción anual de 18,6 TWh, lo que supondría un crecimiento del 29% respecto al año pasado.

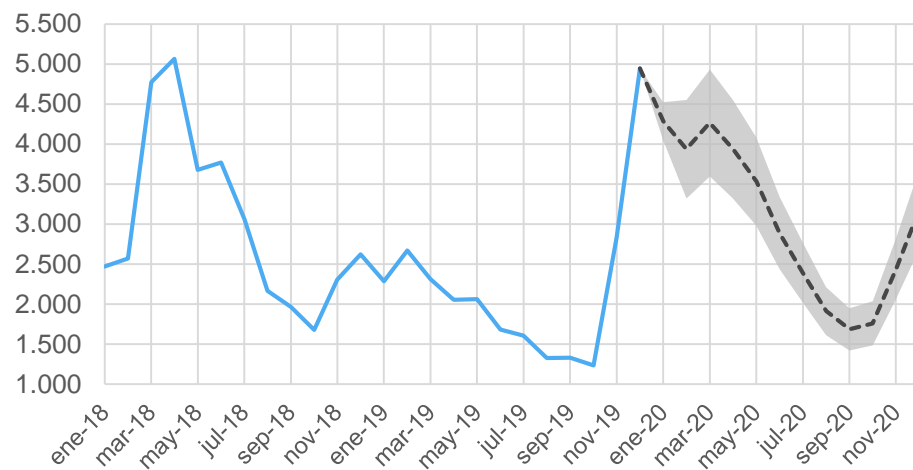
(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

Producción hidroeléctrica

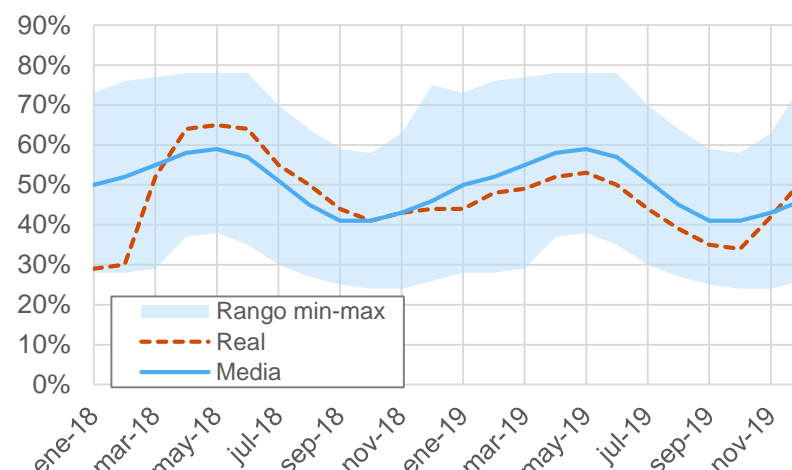


Con el incremento de la hidraulicidad de los dos últimos meses del año pasado, esperamos un aumento de la producción hidroeléctrica del 37% interanual en 2020.

Previsión de generación hidráulica + bombeo (GWh)



Evolución de las reservas hidráulicas (%)



Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
ene-20	4.049	4.286	4.524	+87%
feb-20	3.321	3.937	4.553	+48%
mar-20	3.597	4.264	4.931	+84%
Q1-20	10.967	12.487	14.008	+72%
2020	30.973	36.204	41.434	+37%

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

Las reservas hidroeléctricas peninsulares experimentaron un notable crecimiento en los meses de noviembre y diciembre, incrementando la producción hidráulica en el último mes del año en un 75% intermensual.

Este incremento de las reservas y la elevada hidraulicidad con la que ha empezado el año 2020 arrojan unas **previsiones para el primer trimestre del año un 72% superiores a las del mismo periodo de 2019, con 12,5 TWh.**

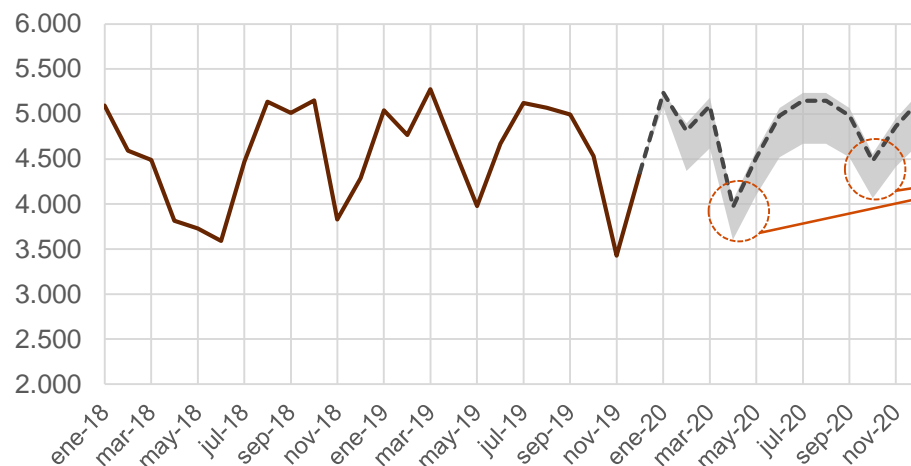
Respecto al volumen anual, de acuerdo a nuestro modelo de previsión, **se espera un incremento del 37% interanual, hasta los 35,2 TWh,** dado que el año pasado fue especialmente seco.

Producción nuclear



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

Previsión de generación nuclear (GWh)



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

De acuerdo a nuestras previsiones, **la generación nuclear durante el primer trimestre de 2020 será un 3,3% inferior a la del mismo periodo del año anterior, 14,6 TWh**, a pesar del incremento en enero respecto al mismo mes de 2019 (donde hubo una parada no programada que supuso el 4% de la potencia nuclear total).

En cuanto al volumen de generación nuclear anual, nuestra previsión es de 55,8 TWh, prácticamente la misma que el año anterior, con la parada de 3 centrales (Almaraz I y Ascó I y II) para recarga de combustible en los meses de abril y octubre.

Por otro lado, durante el periodo de previsión **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).

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
ene-20	5.082	5.236	5.235	+3,9%
feb-20	4.368	4.585	4.897	-3,8%
mar-20	4.621	4.850	5.180	-8,1%
Q1-20	14.071	14.592	15.342	-3,3%
2020	53.300	55.768	59.322	-0,1%

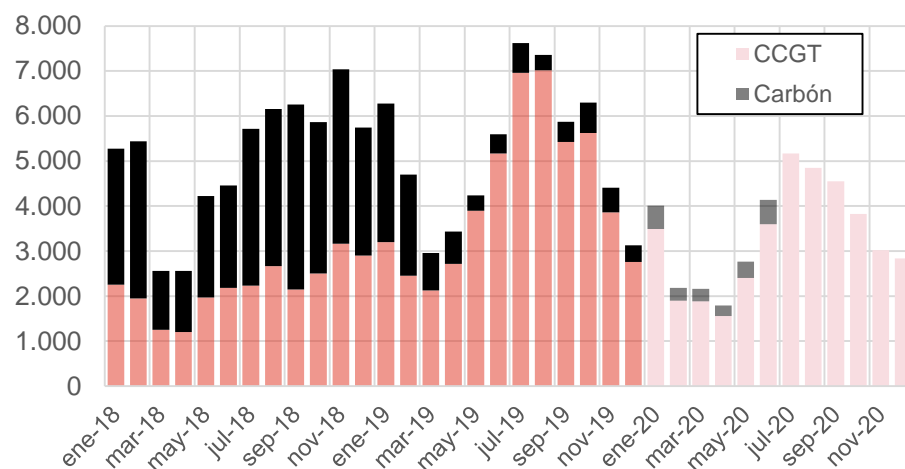
(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

Hueco térmico

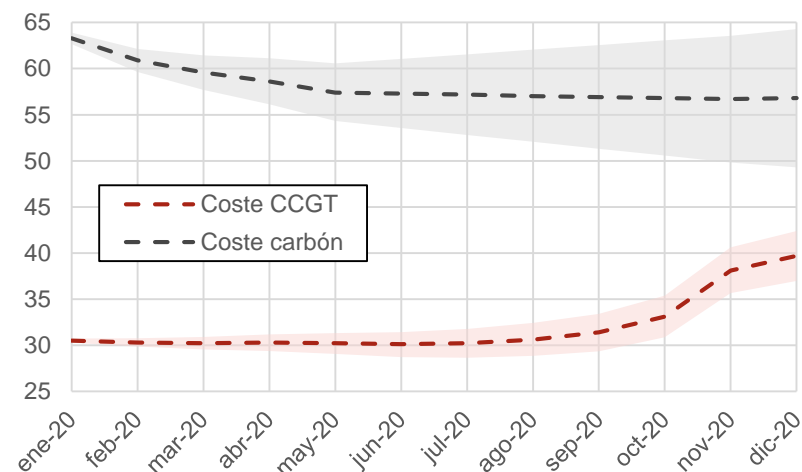


Con el incremento en la potencia renovable instalada y la mejora del nivel de reservas hidráulicas, esperamos una caída del hueco térmico del 30%, especialmente del carbón.

Previsión del hueco térmico (GWh)



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



Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
ene-20	4.121	4.205	4.293	-33%
feb-20	1.514	2.374	3.234	-49%
mar-20	1.589	2.355	3.121	-20%
Q1-20	7.224	8.934	10.648	-35%
2020	37.523	43.446	46.497	-30%

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

Nuestras previsiones mantienen este escenario de disminución 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.

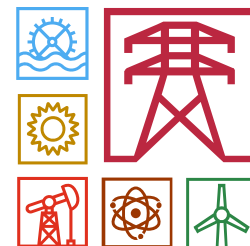
Para el año 2020, **prevemos un descenso interanual del hueco térmico del 30%**, y para el **primer trimestre del año, del 35% respecto al mismo periodo de 2019**.

(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

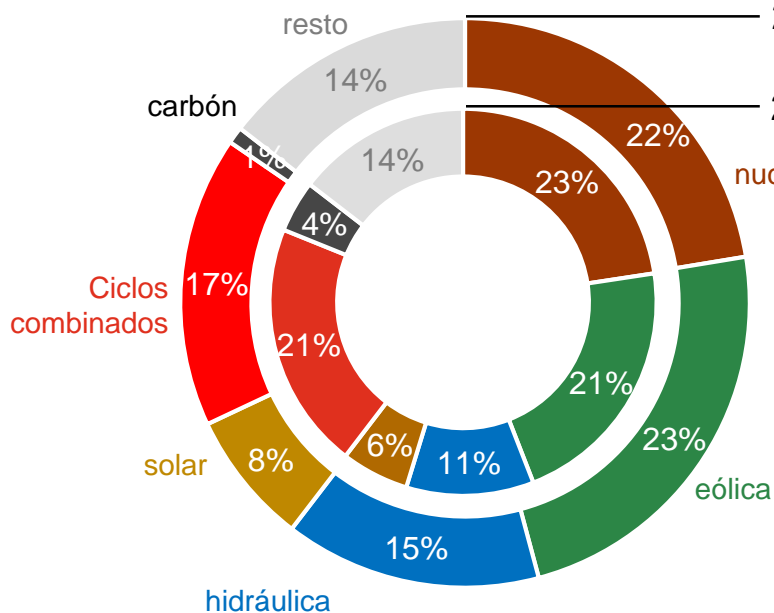
Esperamos una cobertura de la demanda no demasiado distinta a la de 2019, con una mayor participación de la hidráulica, eólica y solar, y una disminución del hueco térmico.



Mix de generación anual (%)

2020e

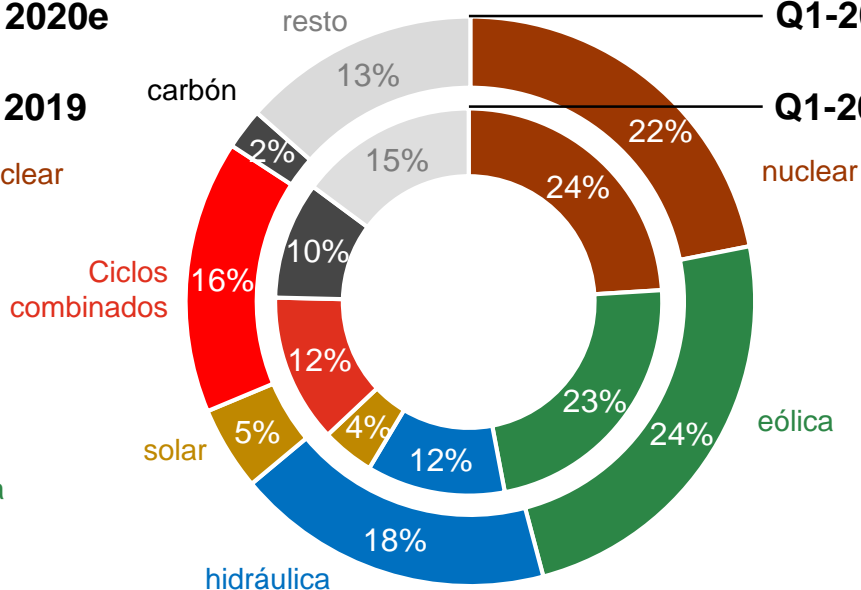
2019



Mix de generación Trimestral (%)

Q1-2020e

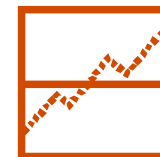
Q1-2019



Respecto al primer trimestre del año pasado, nuestras previsiones arrojan **un fuerte descenso del hueco térmico, del 22% de la generación al 18%**, fundamentalmente por la **caída del carbón, que pasa de una cobertura del 10% a tan solo el 2%**. Esta diferencia va a ser **cubierta fundamentalmente por la hidráulica y, en menor medida, la eólica y solar**.

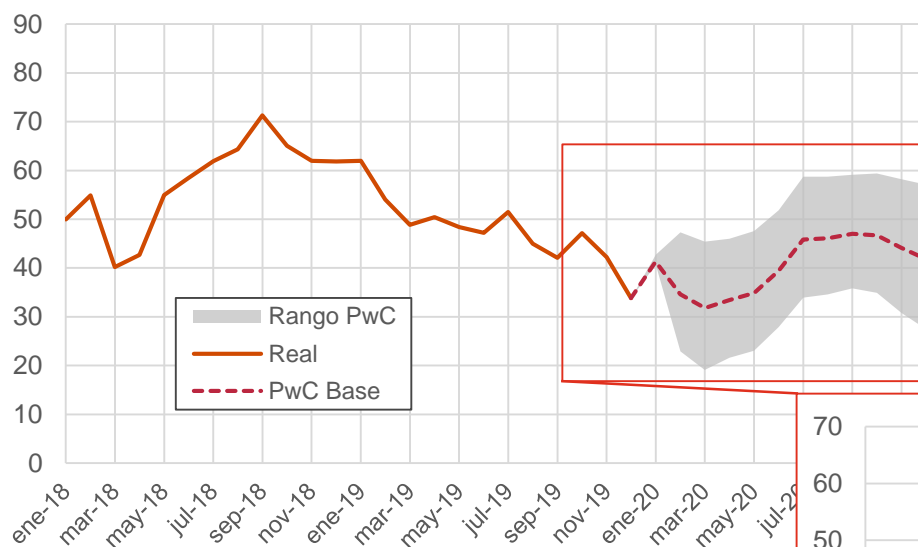
En cuando al conjunto del año, las diferencias no van a ser muy grandes. En nuestro escenario central de previsión, **la variación más grande se producirá en la generación hidroeléctrica, que pasara de un 11% a un 15% del total de la generación bruta**, y de los ciclos combinados, que pasan del 21% al 17% de la generación total.

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.

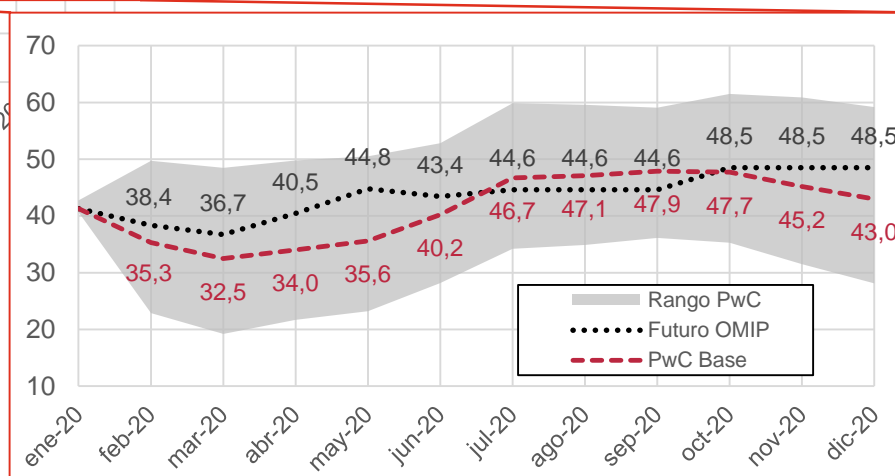
Previsión mensual y comparación con precios de los futuros (€/MWh)



El gráfico inferior muestra la **comparación de nuestros escenarios de previsión con las cotizaciones de los contratos futuros en OMIP** (contratos mensuales hasta junio de 2020 y trimestrales de junio a septiembre de 2020), a fecha de cotización del 24 de enero de 2020.

En general, nuestras **previsiones de precios se sitúan por debajo de las cotizaciones de los futuros** para la mayoría de vencimientos.

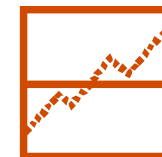
No bastante, nuestras previsiones muestran más claramente el **patrón estacional de los precios**, que no reflejan los futuros.



Fuente: OMIE, OMIP y análisis PwC

Precio de la electricidad

Estimamos una caída interanual del precio medio del 'pool' del 13% para 2020, hasta los 41,4 €/MWh.



Previsión del precio medio mensual (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
ene-20	40,7	41,3	42,7	-33%
feb-20	22,9	35,3	49,7	-35%
mar-20	19,2	32,5	48,5	-33%
abr-20	21,7	34,0	49,9	-32%
may-20	23,2	35,6	50,5	-26%
jun-20	28,2	40,2	52,7	-15%
jul-20	34,2	46,7	59,9	-9%
ago-20	34,9	47,1	59,7	+5%
sep-20	36,1	47,9	59,1	+14%
oct-20	35,3	47,7	61,5	+1%
nov-20	31,5	45,2	60,9	+7%
dic-20	28,1	43,0	59,3	+27%

Previsión del precio medio trimestral (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
Q1-20	27,6	36,4	45,1	-34%
Q2-20	24,2	36,6	48,5	-25%
Q3-20	34,8	47,2	58,8	+2%
Q4-20	31,0	45,3	58,2	+10%

Previsión del precio medio anual (€/MWh)

Periodo	Esc. bajo	Esc. base	Esc. alto	Var. ⁽¹⁾ (%)
2020	29,7	41,4	54,5	-13%
2021	-	-	-	-

Fuente: PwC y OMIE

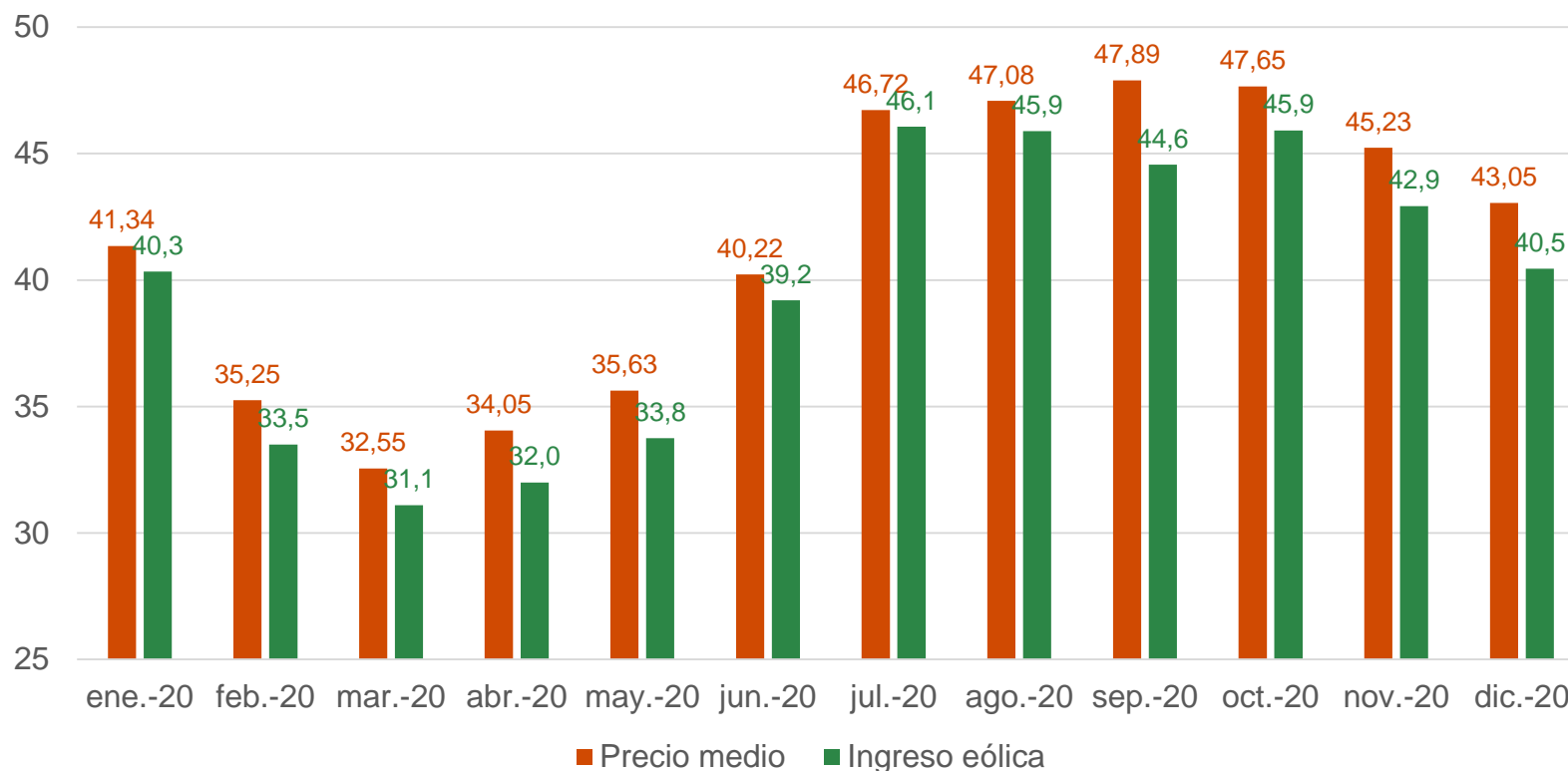
(1) Variación de nuestro escenario base respecto al mismo periodo del año anterior

Ingreso de la eólica

El ingreso medio de la eólica será de 39,2 €/MWh durante el año 2020, lo que supone un apuntamiento de esta tecnología del 0,94.



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

PwC

A photograph of a nuclear power plant with three large cooling towers emitting steam. In the foreground, there is a flooded field with green vegetation. The sky is overcast. The text 'A1' is overlaid on the left side of the image.

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	<ul style="list-style-type: none">- Dinámicas autorregresivas para inputs y errores.
Función de Transferencia	Máxima Verosimilitud Exacta	<ul style="list-style-type: none">- 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	<ul style="list-style-type: none">- 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.