

Previsión del precio de la electricidad

4º trimestre de 2020

28 de octubre 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.

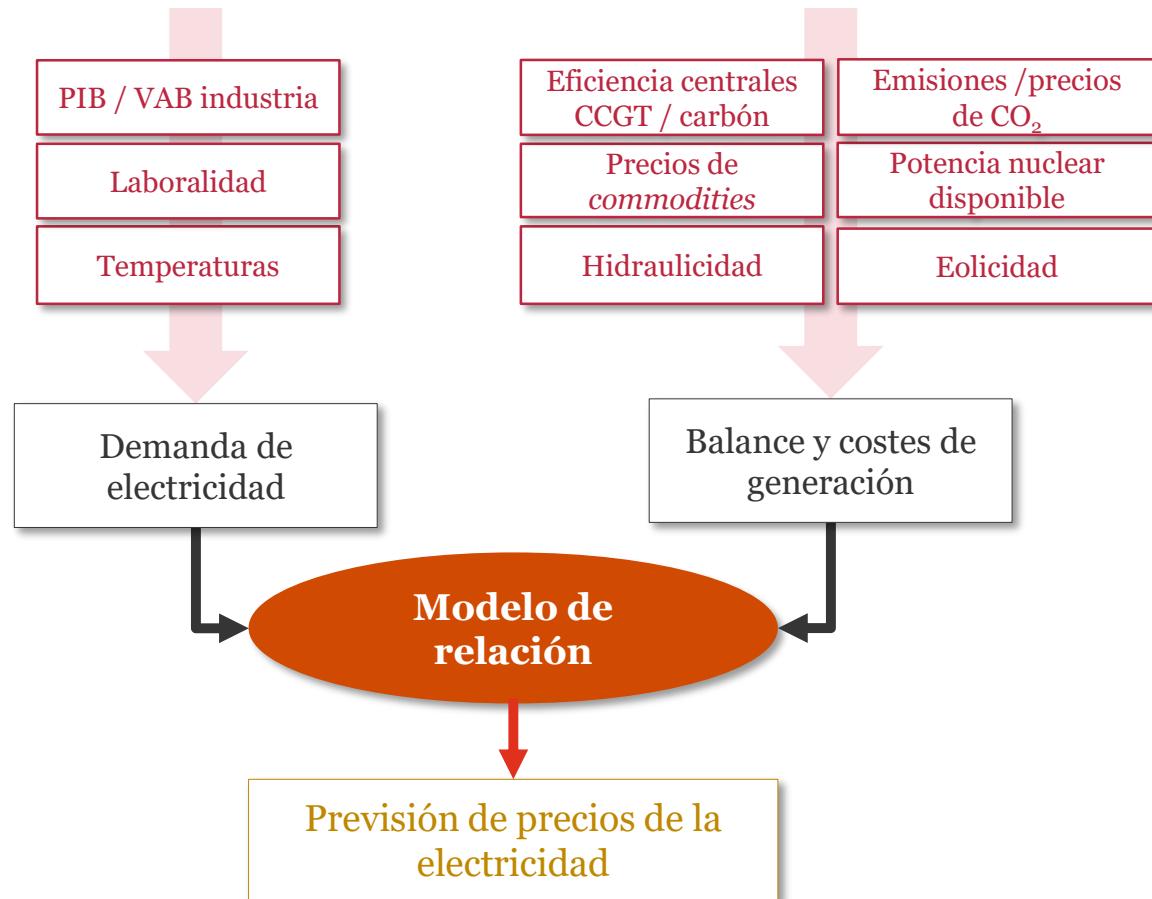
Para la obtención de las proyecciones de precios, debemos estimar previamente sus variables determinantes para el mismo horizonte temporal, utilizando para ello hipótesis verosímiles sobre su evolución y las técnicas estadísticas adecuadas.



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

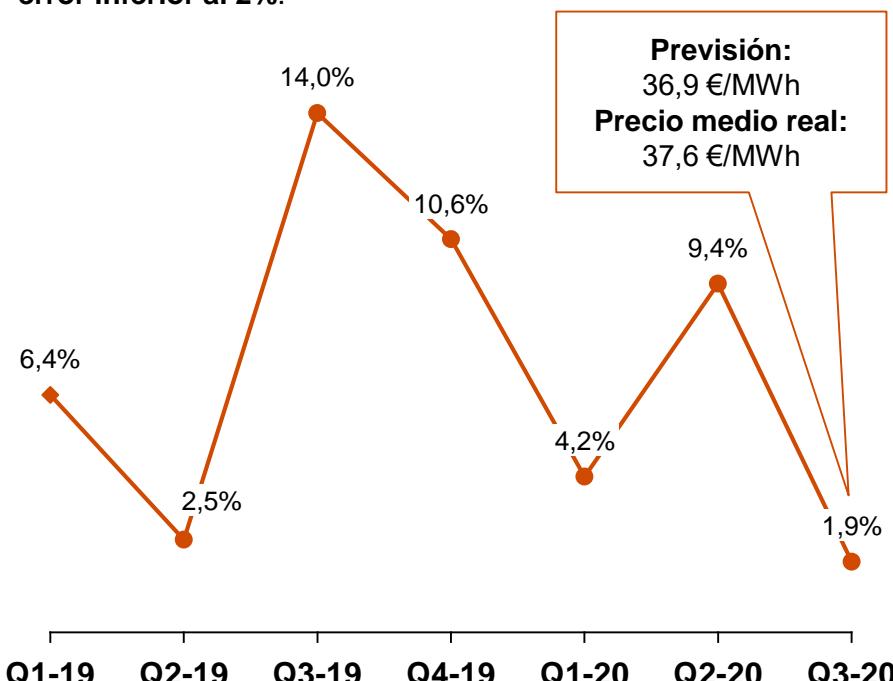
Error de
previsión

Evolución del error de previsión

El error de previsión del tercer trimestre fue del 1,9%, apenas 0,7 €/MWh, frente a una diferencia entre el precio spot y la cotización del futuro en OMIP a fecha de cierre del informe anterior del 7%

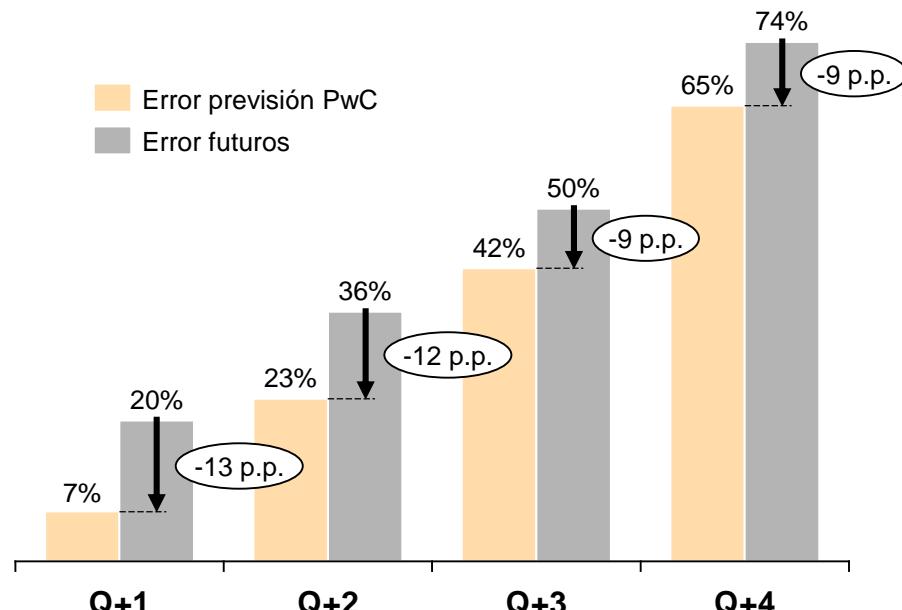
Error absoluto trimestral (previsión Q+1)

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. La previsión para el Q3 de 2020 ha sido muy certera, con un **error inferior al 2%**.



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 de alrededor de 13 p.p. inferior al de los futuros**.



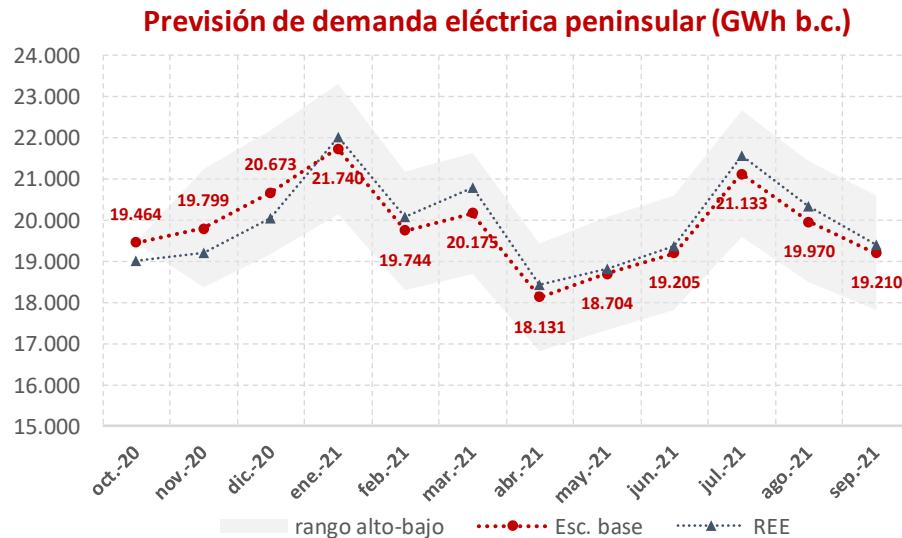
3

Previsiones
para el año
móvil

Demanda de electricidad



Con los datos del tercer trimestre cerrados, estimamos una demanda de electricidad para 2020 de 236 TWh, lo que supone una caída del 5,3% respecto al dato del año anterior



Periodo	Escenario base (GWh)	Var. (%) ¹	Rango alto-bajo
Q4-2020	59.937	-3,1%	[58.233 - 61.640]
Q1-2021	61.658	-0,9%	[59.063 - 62.019]
Q2-2021	56.040	8,0%	[55.965 - 58.399]
Q3-2021	60.313	-2,6%	[57.774 - 62.852]
2020	235.926	-5,3%	[234.222 - 237.630]

Nuestra previsión de demanda del presente año ha variado considerablemente en los 3 últimos informes (Q2 y Q3, y ahora Q4 de 2020), debido a la incertidumbre sobre el efecto de la epidemia del SARS-CoV-2 en la economía. Nuestra **nueva previsión de demanda de transporte de electricidad peninsular para 2020**, ya con los datos del tercer trimestre cerrados, es de casi 236 TWh. Esta valor supone una **caída superior al 5% respecto al año anterior** (249,5 TWh). Nuestra previsión anterior (informe del Q3 de 2020) arrojaba una **caída mucho mayor**, de alrededor del **9% interanual**.

En 2021 esperamos que continúe esta tendencia a la baja, que ya se veía a principios de año y que la situación sociosanitaria actual ha agravado. Destaca el **notable incremento interanual en el Q2 de 2021** (+16,3), producto, obviamente, del **bajo dato de segundo trimestre de este año**, como consecuencia del confinamiento de la población en sus hogares.

Respecto a las **previsiones mensuales de REE**, nuestra estimación está bastante en línea con la del operador del sistema, sobre todo a partir de enero de 2021. **Nuestras previsiones para el próximo trimestre son en cambio más optimistas**: REE espera cerrar el año en torno a los 234 TWh (caída del 6% respecto a 2019).

Fuente: Análisis PwC a partir de información de REE (datos a 23 de octubre de 2020)

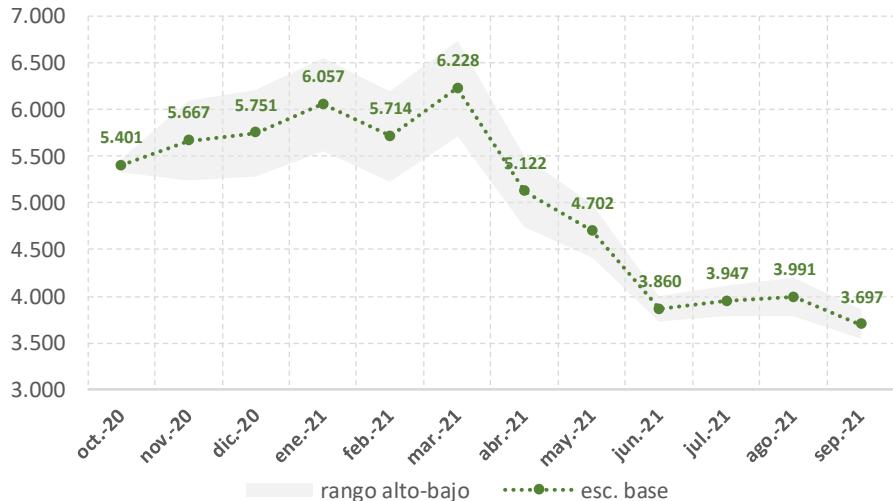
¹ Variación respecto al mismo periodo del año anterior

Producción eólica



2020 cerrará, previsiblemente, con un ligero incremento en la generación eólica peninsular, del 0,5%. La baja eolicidad a lo largo del año se ha visto compensada por la nueva potencia instalada

Previsión de generación eólica peninsular (GWh)



Potencia eólica instalada peninsular (MW)



Periodo	Escenario base (GWh)	Var. (%) ¹	Rango alto-bajo
Q4-2020	16.819	2,2%	[16.259 - 17.378]
Q1-2021	17.999	26,4%	[17.134 - 18.864]
Q2-2021	13.684	27,0%	[13.225 - 14.143]
Q3-2021	11.635	1,5%	[11.332 - 11.938]
2020	53.300	0,4%	[52.331 - 54.269]

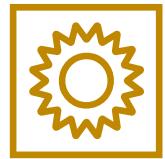
Fuente: Análisis PwC a partir de información de REE (datos a 23 de octubre de 2020)

¹ Variación respecto al mismo periodo del año anterior

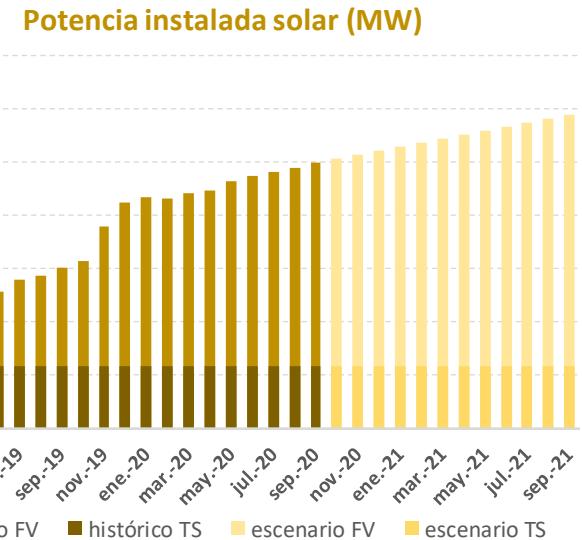
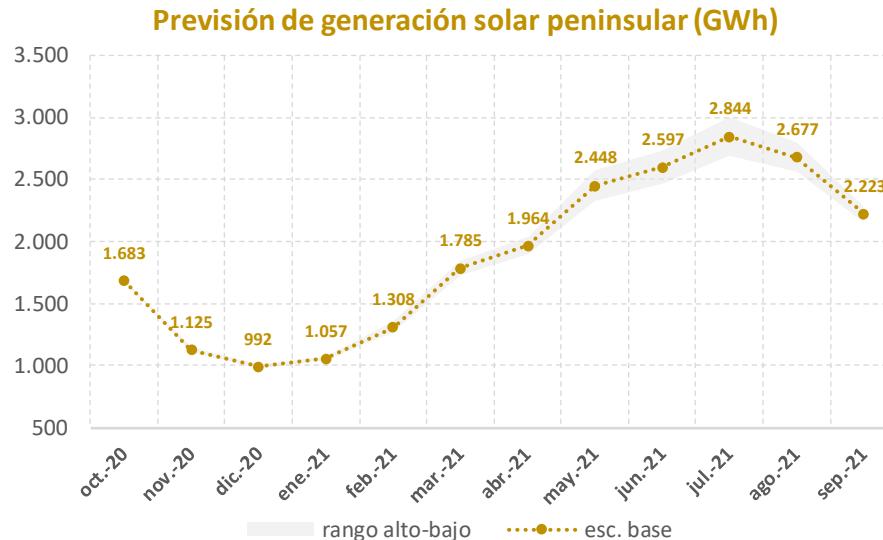
2020 ha sido un año de eolicidad algo más baja que su media histórica, especialmente en los dos primeros trimestres. No obstante, la nueva potencia instalada ayudará a cerrar el año con un ligero repunte de la generación eólica, del 0,5%, de acuerdo a nuestras estimaciones.

Esta baja eolicidad durante el 2020, junto con un escenario de incremento mensual de 100 MW de la potencia eólica instalada peninsular, arrojan unas tasas de crecimiento estimadas de la generación eólica para los 2 primeros trimestres de 2021 bastante elevadas.

Producción solar



De acuerdo a nuestras estimaciones, la generación solar experimentará en 2020 un incremento del 42% respecto al año anterior, gracias al aumento de la potencia instalada fotovoltaica



Periodo	Escenario base (GWh)	Var. (%) ¹	Rango alto-bajo
Q4-2020	3.800	72,9%	[3.776 - 3.824]
Q1-2021	4.150	60,9%	[4.080 - 4.221]
Q2-2021	7.009	57,0%	[6.822 - 7.197]
Q3-2021	7.744	53,5%	[7.550 - 7.939]
2020	19.904	42,1%	[19.879 - 19.928]

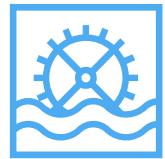
Fuente: Análisis PwC a partir de información de REE (datos a 23 de octubre de 2020)

¹ Variación respecto al mismo periodo del año anterior

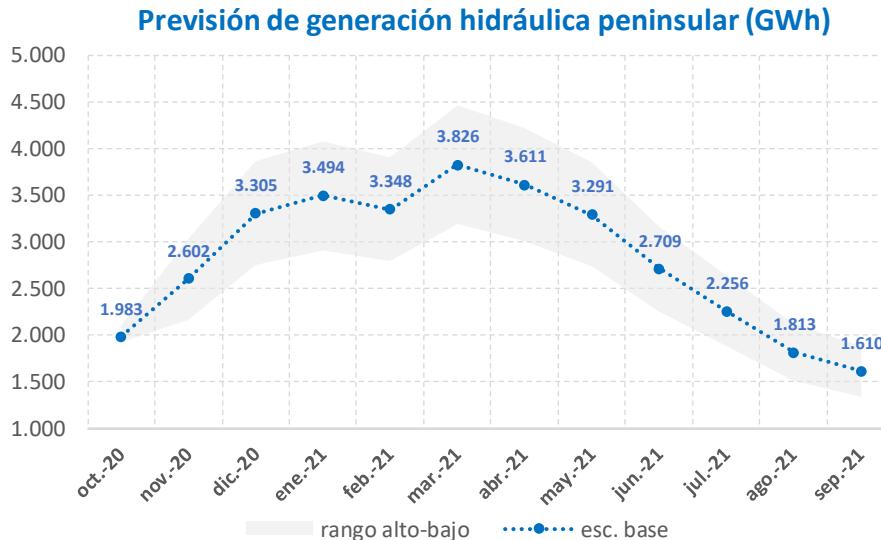
El año 2020 podría cerrar con alrededor de 10.500 MW instalados de fotovoltaica que, unidos a los 2.300 MW de termosolar, generarán previsiblemente unos 20 TWh de electricidad, un 42% más que el año anterior.

Para el 2021, esperamos que esta tendencia en la potencia instalada se mantenga. Nuestras previsiones mantienen un escenario de alrededor de 150 MW fotovoltaicos nuevos cada mes, lo que mantendría las tasas de crecimiento interanuales en 2021 niveles similares a los del año en curso.

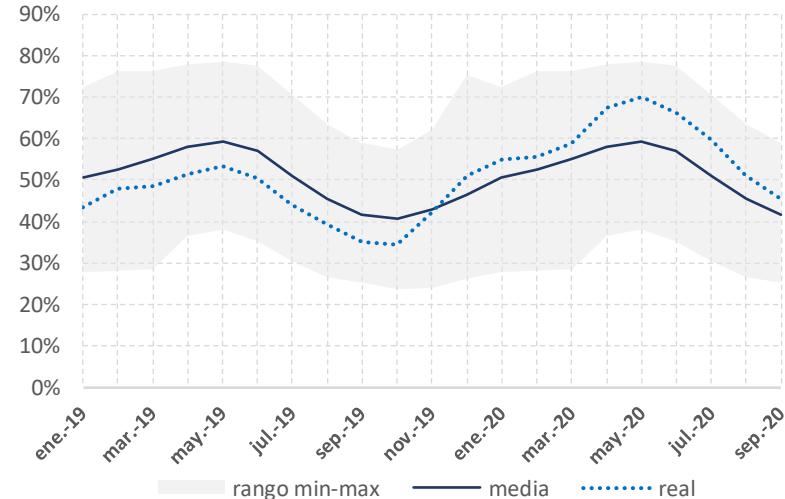
Producción hidroeléctrica



El año 2020 ha sido bastante húmedo, en comparación con la media histórica. La producción hidroeléctrica cerrará 2020, previsiblemente, con un aumento interanual del 25%



Reservas hidroeléctricas peninsulares (%)



Periodo	Escenario base (GWh)	Var. (%) ¹	Rango alto-bajo
Q4-2020	7.890	-12,6%	[6.839 - 8.987]
Q1-2021	10.669	2,1%	[8.884 - 12.454]
Q2-2021	9.610	10,6%	[8.002 - 11.218]
Q3-2021	5.679	-3,8%	[4.729 - 6.629]
2020	32.931	25,0%	[31.881 - 34.029]

Fuente: Análisis PwC a partir de información de REE (datos a 23 de octubre de 2020)

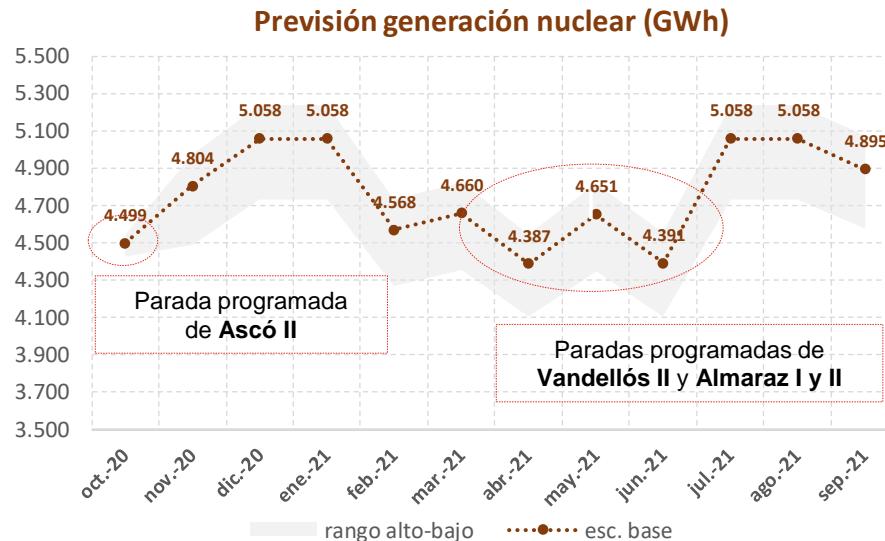
¹ Variación respecto al mismo periodo del año anterior

Nuestra **previsión para el Q4 de 2020 de generación hidroeléctrica** (incluido el bombeo) es casi un 13% inferior al dato del mismo trimestre del año anterior, debido al elevado dato de diciembre de 2019.

A pesar de ello, **2020 ha sido hasta el momento un año relativamente húmedo**, con unos niveles de reservas por encima de la media histórica estacional, que permitirán la **generación de alrededor de 33 TWh en el año**, un **crecimiento del 25% interanual**.

Producción nuclear

2020 cerrará con una generación nuclear de 55,7 TWh, apenas un 0,3% inferior al dato del año anterior



Periodo	Escenario base (GWh)	Var. (%) ¹	Rango alto-bajo
Q4-2020	14.360	16,7%	[13.644 - 14.757]
Q1-2021	14.286	-6,9%	[13.356 - 14.801]
Q2-2021	13.429	24,5%	[12.555 - 13.914]
Q3-2021	15.010	-1,1%	[14.033 - 15.552]
2020	55.678	-0,3%	[54.962 - 56.075]

La generación nuclear **cerrará 2020 con prácticamente el mismo volumen de energía producida que en el año anterior**, con una variación de apenas el -0,3% interanual.

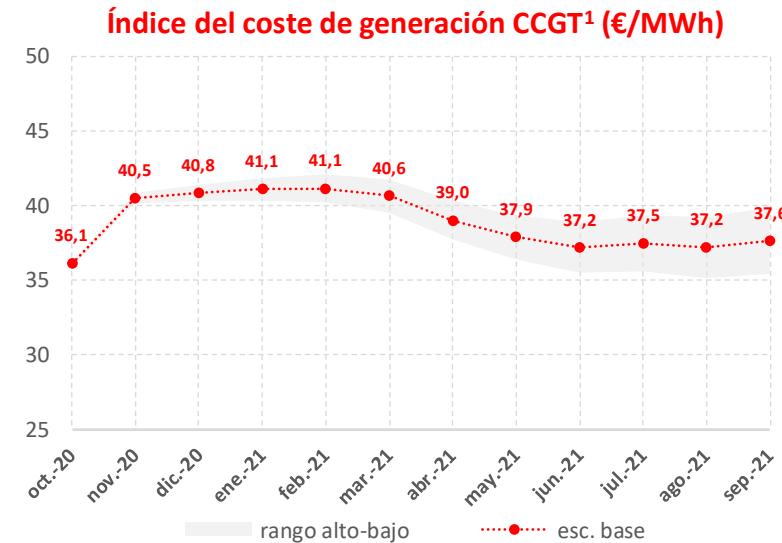
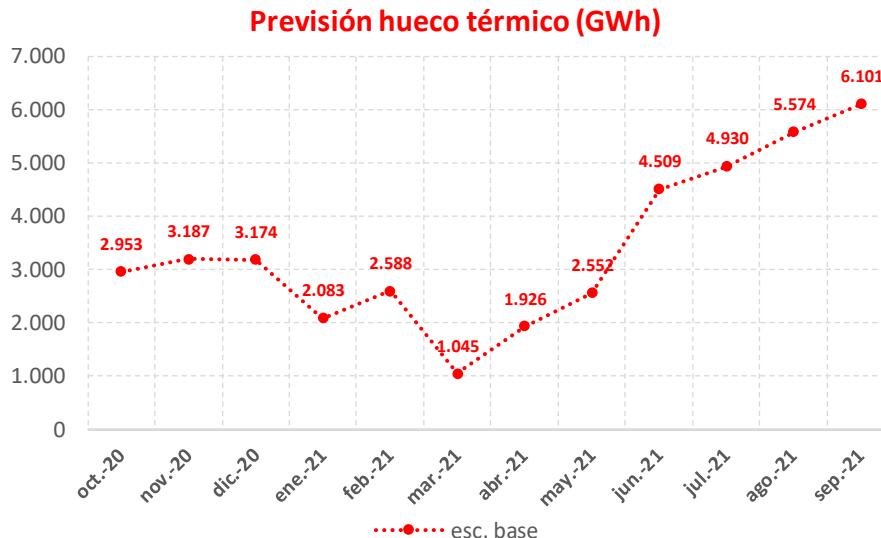
El único hecho destacable para los próximos 12 meses son las **paradas programadas en las centrales de Vandellós II y Almaraz** durante el Q2 de 2021, afectando a la producción nuclear.

Por lo demás, **en 2021 no se espera el cese de la operación de ninguna central**.

Fuente: Análisis PwC a partir de información de REE (datos a 23 de octubre de 2020)

Hueco térmico

La reducción de la demanda, la mayor hidraulicidad y la nueva potencia renovable instalada reducirán el hueco térmico en 2020 un 32% respecto a 2019



Periodo	Escenario base (GWh)	Var. (%) ¹	Rango alto-bajo
Q4-2020	9.314	-32,7%	[9.024 - 9.605]
Q1-2021	5.716	-38,0%	[4.243 - 7.189]
Q2-2021	8.987	9,3%	[7.305 - 11.038]
Q3-2021	16.606	1,6%	[14.714 - 18.561]
2020	43.102	-30,4%	[42.599 - 43.605]

Fuente: Análisis PwC a partir de información de REE (datos a 23 de octubre de 2020)

¹ Variación respecto al mismo periodo del año anterior

² Incluye el coste del gas, emisiones, peajes e impuestos sobre la generación

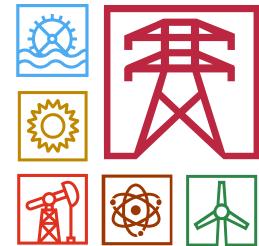
PwC

Nuestras estimaciones de la generación de las **tecnologías del hueco térmico**, principalmente ciclos combinados, ofrecen un dato para el Q4 de 2020 de 8,6 TWh, lo que dejaría el **dato total del año un 31% por debajo del de 2019**.

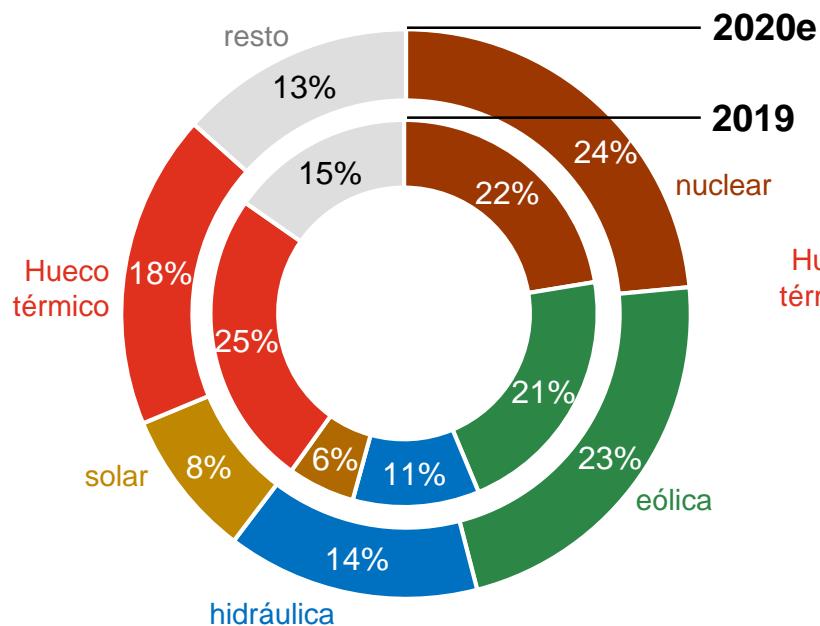
Para el año que viene, la **caída en la demanda de electricidad y la mayor penetración de energías renovables** hacen esperar que esta disminución en la generación mediante ciclos se mantenga.

Cobertura de la demanda

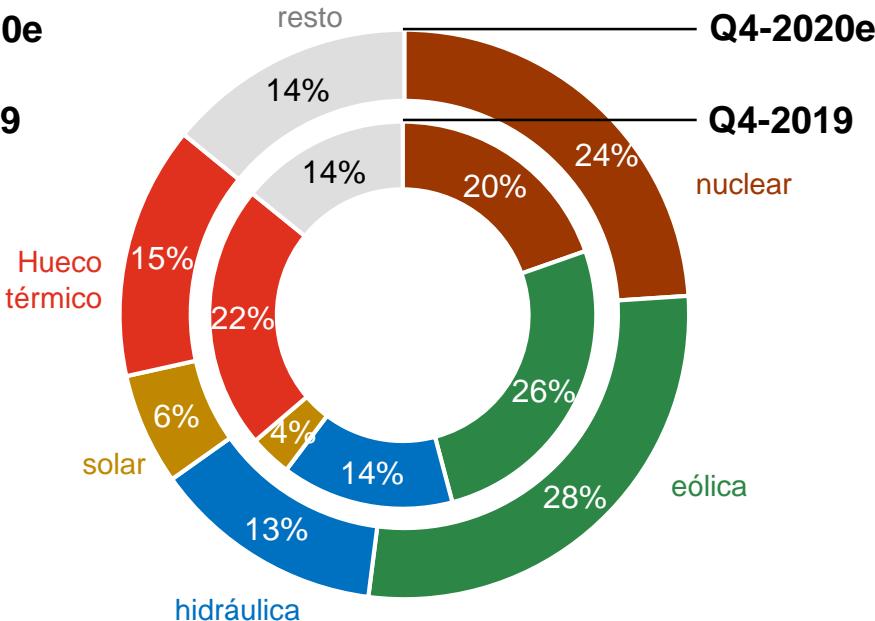
Esperamos cerrar el año con una mayor participación de la eólica, hidráulica y solar, a costa de los ciclos combinados y la cogeneración, principalmente



Mix de generación anual (%)



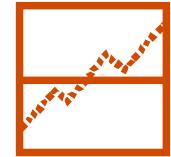
Mix de generación Trimestral (%)



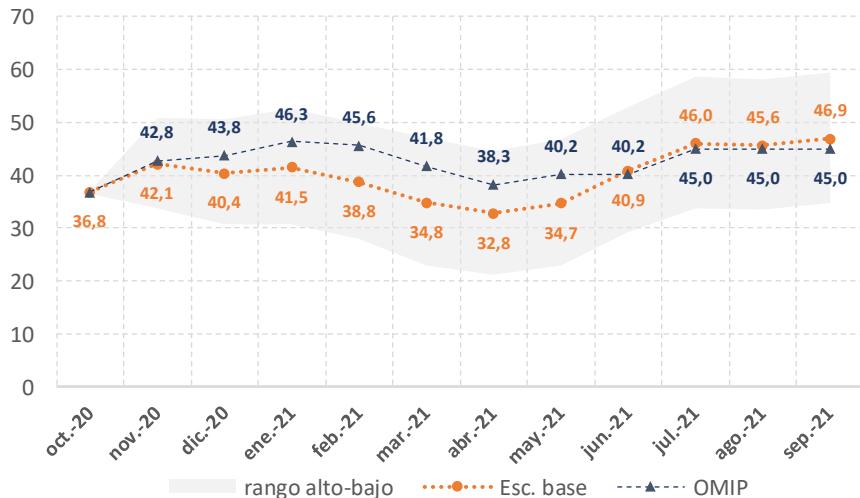
La caída en la demanda de electricidad como consecuencia de la COVID-19 ha reducido la generación de las tecnologías de **back-up**, principalmente ciclos combinados de gas natural, que verán mermada su participación en el mix peninsular del 22% en el Q4 de 2019 al 14% en el Q4 de 2020 sobre el total 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 y su relación con la producción industrial.

Precio de la electricidad

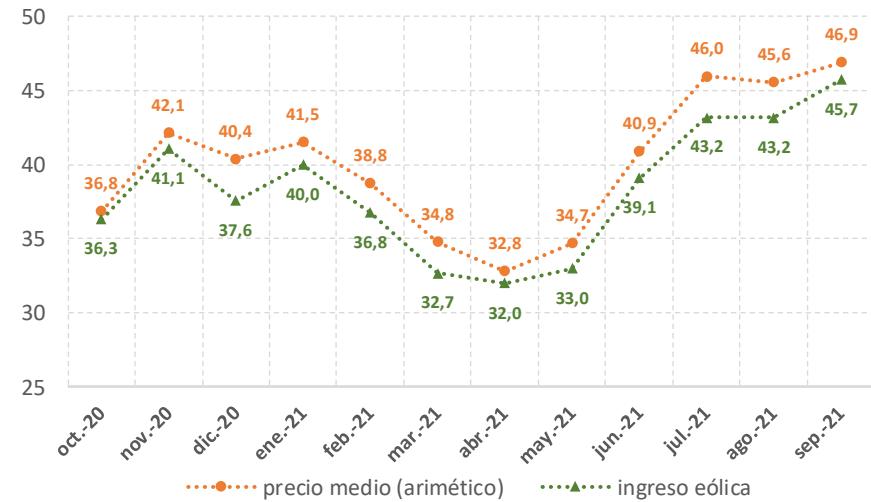
En el corto-medio plazo, nuestras previsiones de precios se sitúan bastante por debajo de las cotizaciones de los futuros en OMIP



Previsión de precios del Mercado Diario (€/MWh)



Ingreso unitario de la tecnología eólica (€/MWh)



En el más corto plazo, primer y segundo trimestre de 2021, **nuestras previsiones se sitúan por debajo de las cotizaciones de los futuros de OMIP**, que han experimentado una **importante subida en la segunda quincena de octubre**, de forma análoga a los contratos *forward* del gas.

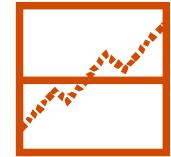
En cualquier caso, nuestras previsiones recogen ya esos precios futuros del gas, tal y como se muestra en el gráfico de la diapositiva 14, y representan mejor el perfil estacional de los precios. **Esta diferencia va disminuyendo hasta casi desaparecer a partir de junio de 2021**, cuando ambas sendas de precios convergen.

El gráfico de la derecha representa el ingreso esperado de la tecnología eólica, teniendo en cuenta el coeficiente de apuntamiento histórico medio de esta tecnología a nivel peninsular.

Fuente: Análisis PwC a partir de información de REE, CME Group, MIBGAS, Banco Mundial, ICE, OMIE y OMIP (datos a 23 de octubre de 2020, excepto los futuros de OMIP, que corresponden al día 28).

Precio de la electricidad

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



Periodo	Esc. base (€/MWh)	Var. (%) ¹	Rango alto-bajo
oct.-20	36,8	-21,9%	[36,6 - 37,0]
nov.-20	42,1	-0,1%	[33,8 - 50,9]
dic.-20	40,4	19,5%	[30,6 - 50,5]
ene.-21	41,5	1,0%	[30,7 - 52,6]
feb.-21	38,8	8,1%	[28,0 - 49,8]
mar.-21	34,8	25,4%	[22,9 - 47,0]
abr.-21	32,8	85,8%	[21,2 - 44,7]
may.-21	34,7	63,4%	[22,9 - 46,9]
jun.-21	40,9	33,6%	[29,3 - 52,9]
jul.-21	46,0	32,8%	[33,7 - 58,6]
ago.-21	45,6	25,9%	[33,4 - 58,1]
sep.-21	46,9	11,8%	[34,8 - 59,4]

Periodo	Esc. base (€/MWh)	Var. (%) ¹	Rango alto-bajo
Q4-2020	39,8	-3,1%	[36,3 - 43,5]
Q1-2021	38,4	9,9%	[31,9 - 45,0]
Q2-2021	36,1	56,0%	[29,4 - 43,1]
Q3-2021	46,2	22,8%	[39,1 - 53,4]
2020	33,9	-29,0%	[32,3 - 35,5]

Fuente: Análisis PwC a partir de información de REE, CME Group, MIBGAS, Banco Mundial, ICE, OMIE y OMIP (datos a 23 de octubre de 2020)

¹ Variación 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	<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.