

EL MERCADO MARGINALISTA

El efecto mariposa

Marzo 2022

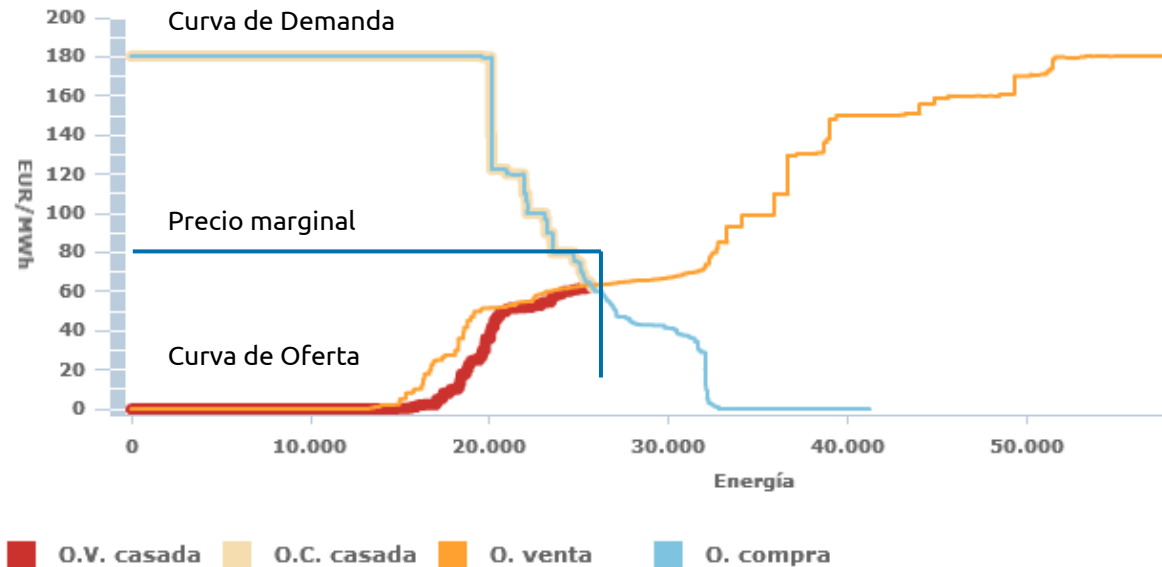
David Pérez López
Energy BU Director
Capgemini Engineering
david.perezlopez@capgemini.com



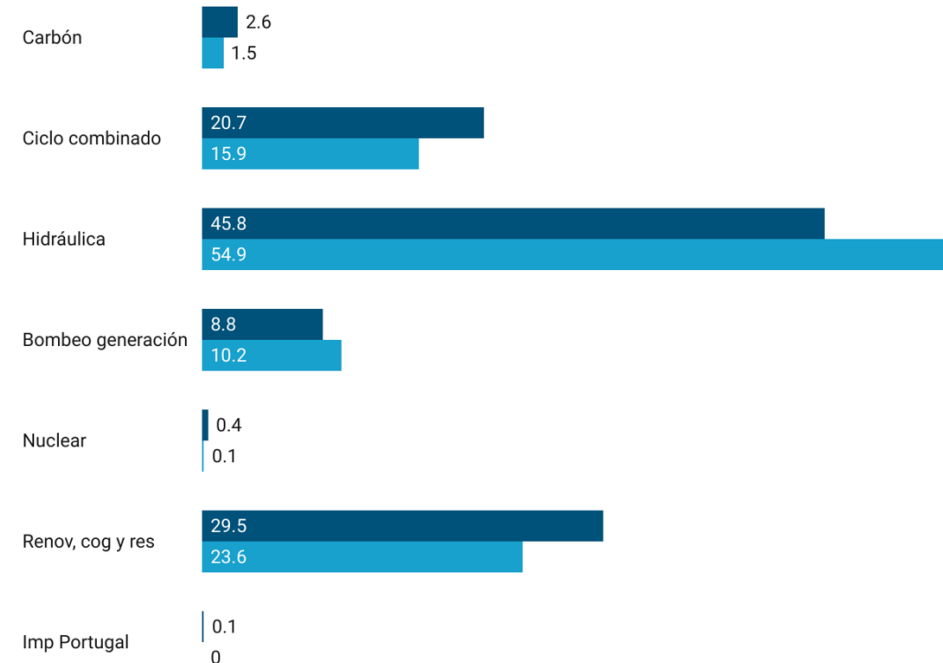
¿HAY QUE CAMBIAR EL MERCADO MARGINALISTA?

“Es el peor de todos los sistemas, con excepción de todos los sistemas restantes”

Curvas horarias agregadas de oferta y demanda



Porcentaje de horas en las que marca precio cada tecnología



2020

2021

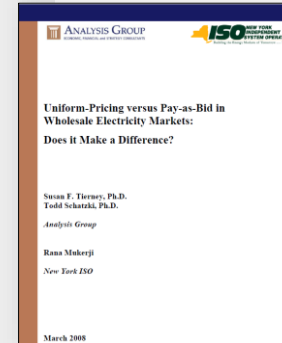
En 2020 y 2021 la **hidráulica marcó precio el 45,85% y el 54,9% de las horas** respectivamente, siendo el precio medio del mercado diario de esos años 33,96€/MWh y 111,93€/MWh, y siendo los **ciclos combinados** la tercera tecnología marcando precio **un 20,7% y 15,9%.**



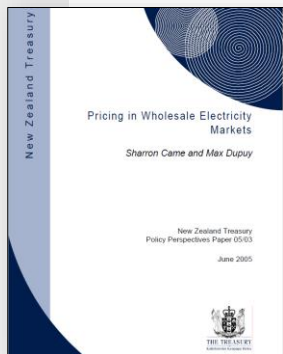
EXPERIENCIAS INTERNACIONALES UNIFORM PRICING VS PAY-AS-BID PRICING



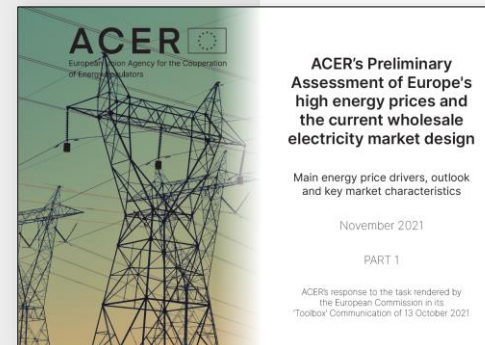
Cualquier creencia de que un cambio de precios uniformes a pay-as-bid proporcionaría a los compradores un alivio en los precios **es simplemente un error**. La inmediata consecuencia sería un cambio radical en el comportamiento de ofertación que introduciría **nuevas ineficiencias, debilitarían la competencia** en la nueva generación, e **impediría la expansión de la capacidad**. En nuestra opinión, **hará más mal que bien**".



Es improbable que un mercado pay-as-bid haga disminuir los precios de la electricidad, el hecho de que las subastas pay-as-bid vayan a suponer un alivio para los consumidores es **ilusorio**. Las subastas pay-as-bid pueden tener **consecuencias adversas para la eficiencia** del mercado".



Un mercado pay-as-bid tenderá a arrojar los mismos precios que un mercado marginalista. **No hay un argumento claro en favor de cambiar** el mercado marginalista por un mercado pay-as-bid".

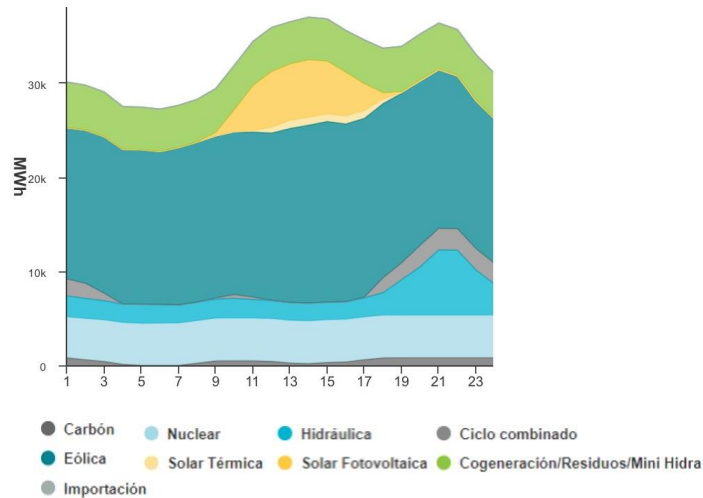


Enfoques alternativos de diseño del mercado (p. ej. límites de precios o precios medios por tecnología) **pueden poner en peligro los beneficios de la integración del mercado** en la UE, y requieren una cuidadosa consideración para no **afectar a una descarbonización eficiente a medio y largo plazo, y poner en peligro la seguridad del suministro** a medio y, potencialmente, también a corto plazo.

Existe el **riesgo de fragmentación** de un mercado europeo relativamente bien integrado. Si cada área de mercado aplicara su propio concepto de "precio justo", **las consecuencias podrían ser significativas**".

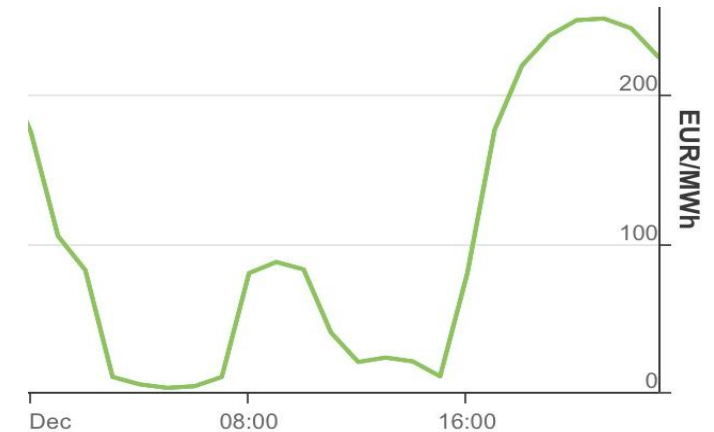
MERCADO MARGINALISTA EFICIENCIA Y VOLATILIDAD

Energía horaria por tecnologías (MWh) 5/12/21



Hora	5	15	21
Precio mercado diario €/MWh	2,67	10,41	251,65
Energía horaria MIBEL por tecnologías (MWh)			
Carbón		305	800
Nuclear	4.424	4.508	4.508
Hidráulica	2.038	1.869	6.927
Ciclo combinado			2.276
Eólica	16.399	19.181	16.817
Solar (FV+Ter)	16	6.374	90
Cogen/Res/Minihidra	4.494	4.484	4.867
Importación			
Total	27.370	36.721	36.285

Precio horario del mercado diario 5/12/21

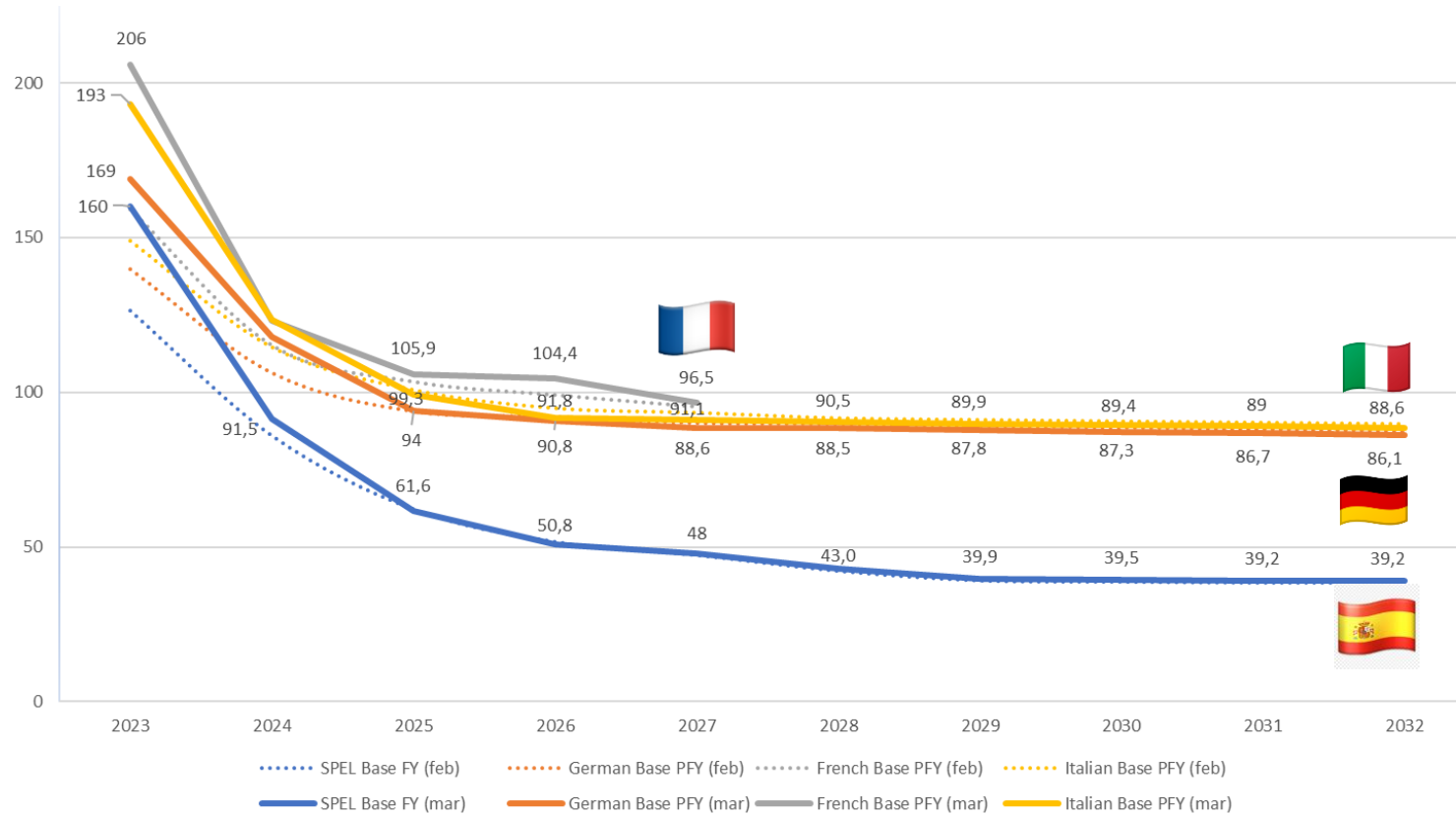


- 5 de diciembre 2021: Precios horarios del mercado diario: **5,00am @2,67€/MWh, 3,00pm @10,41€/MWh, y 9,00pm @251,65€/MWh** (gas ~90€/MWh y emisiones ~80€/tn).
- En un sistema marginalista con una alta penetración renovable como persigue el PNIEC a 2030 estas situaciones serán cada vez más habituales, favoreciendo **menores precios para los consumidores** finales y siendo previsible **situaciones de alta volatilidad**.
- **¿Dos precios?** "Deberíamos intentar sacar el gas de alguna manera de ese sistema de fijación de precios y que tengamos esa posibilidad de definir dos mercados, dos precios".



PREVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO A MEDIO Y LARGO PLAZO

Futuros electricidad (€/MWh) 2023-2032



Fuente: OMIP y EEX

actualización 4/3/22

Desde el inicio de la guerra en Ucrania:

- Todos los contratos de futuros para 2022 >300€/MWh en el rango de 325-425€/MWh.
- Se han multiplicado en promedio **x2,1 los trimestrales de 2022**, incrementado los anuales un **20% (2023)** y **7% (2024)**.
- Dutch TTF Gas Futures **~200-140 €/MWh en 2022** (vs 70-65 €/MWh semanas previas), **Q2 2023 ~70€/MWh** (vs 40-50€/MWh s.p.) y **50-30€/MWh para 2024-2026** (+5€/MWh s.p.)
- EUA Futures **2022-2025 ~65-72€/t** (vs ~90-100€/t semanas previas).

Los futuros prevén **precios inferiores en España vs países de referencia** (GER, ITA y FRA) entre ~10-50€/MWh en 2023-2024, y **menos de la mitad a final de década**.

FACTORES QUE DEPENDERÁ EL ESCENARIO FUTURO

Demanda:

- **Electrificación de la economía / elasticidad precio** de la demanda.
- **Autoconsumo.**
- Contratación **PPAs** fuera del sistema.
- **Hidrógeno verde.**
- **Vehículo eléctrico.**
- **Eficiencia energética.**
- **Flexibilidad** de la demanda.

Oferta:

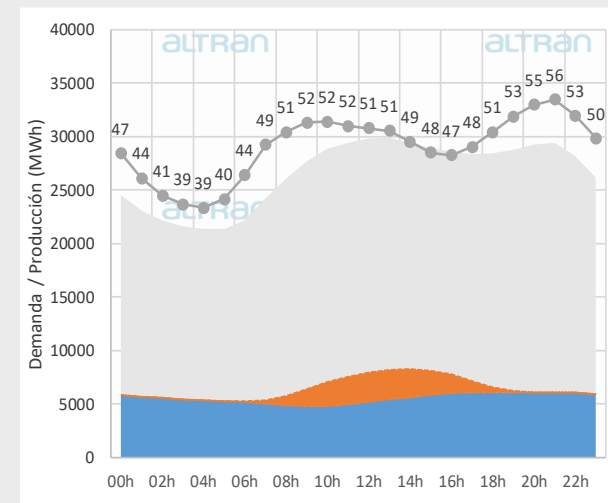
- Despliegue de **instalación de EERR.**
- Cierre de centrales **nucleares.**
- Concentración de **portfolios.**
- **Estrategia de ofertación** de los diferentes players.

Otros:

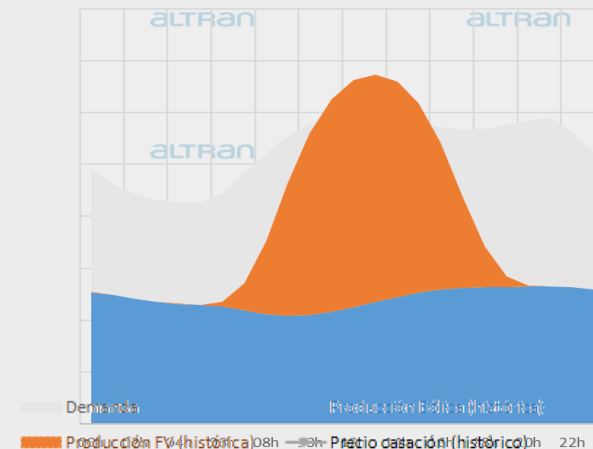
- **Precio del gas y derechos de emisiones de CO₂.**
- **Climatología**, especialmente pluviosidad.
- Evolución del **almacenamiento.**
- **Interconexión con Francia.**
- **Desarrollo de redes. Restricciones técnicas del sistema.**
- **Digitalización.**

Modelos econométricos tradicionales basados en precios de *commodities* de gas y CO₂, e hidraulicidad del año, no tienen sentido a futuro en un **escenario de alta penetración renovable**, es un “**shock del sistema**” con un cambio de reglas y lógicas del mercado.

Histórico 2014-2019



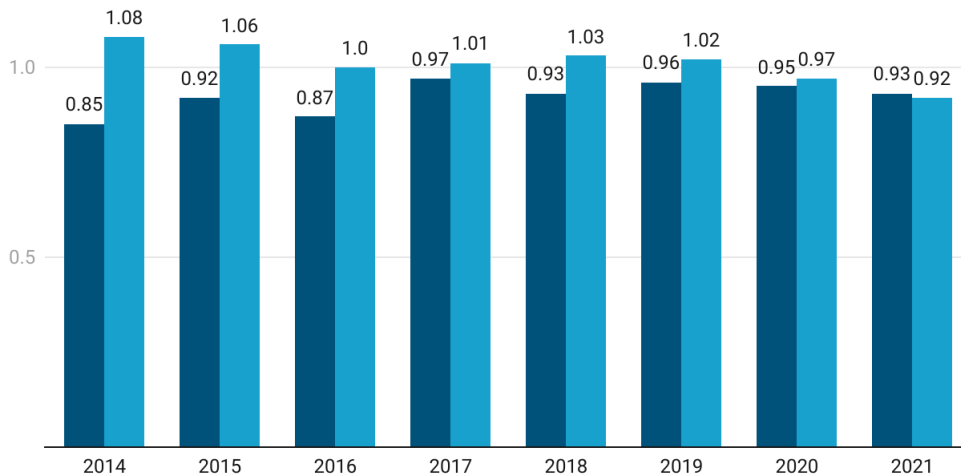
PNIEC 2030



PRECIO CAPTURADO

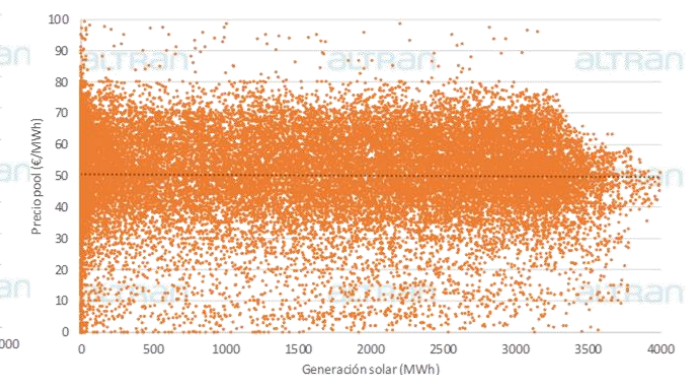
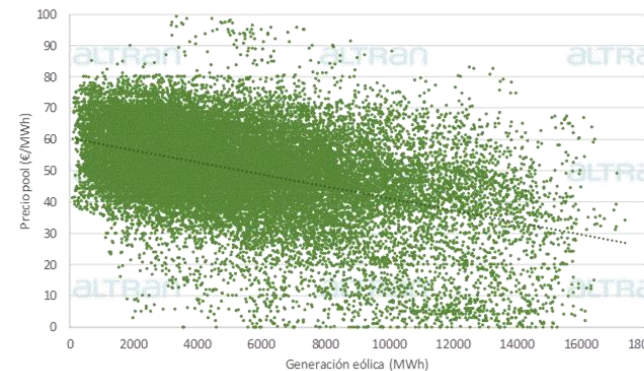
Factor de apuntamiento eólica y solar 2014-2021

FdA Eólica FdA FV



- Por primera vez **el factor de apuntamiento fotovoltaico (0,92) ha sido inferior al eólico (0,93) en 2021**, consolidándose FV por debajo de 1.
- Desde 2015 eólica, y excepto 2016, se mantiene en valores de 0,9X.
- 2020 y 2021 ha sido años tan atípicos que es complicado sacar conclusiones sólidas, a pesar del incremento de potencia y energía.

Generación horaria eólica y fotovoltaica (MWh) vs precio del pool (€/MWh) 2014-2019



En los últimos años se ha observado una **correlación entre la mayor generación eólica y el precio percibido**, esto no ha ocurrido en generación fotovoltaica por su presencia residual en el mix hasta 2019, sin embargo y a pesar del gran incremento de potencia fotovoltaica sacar conclusiones por lo atípico de 2020 y 2021 es complejo, más allá de la **alta volatilidad y sandboxes en días concretos**.

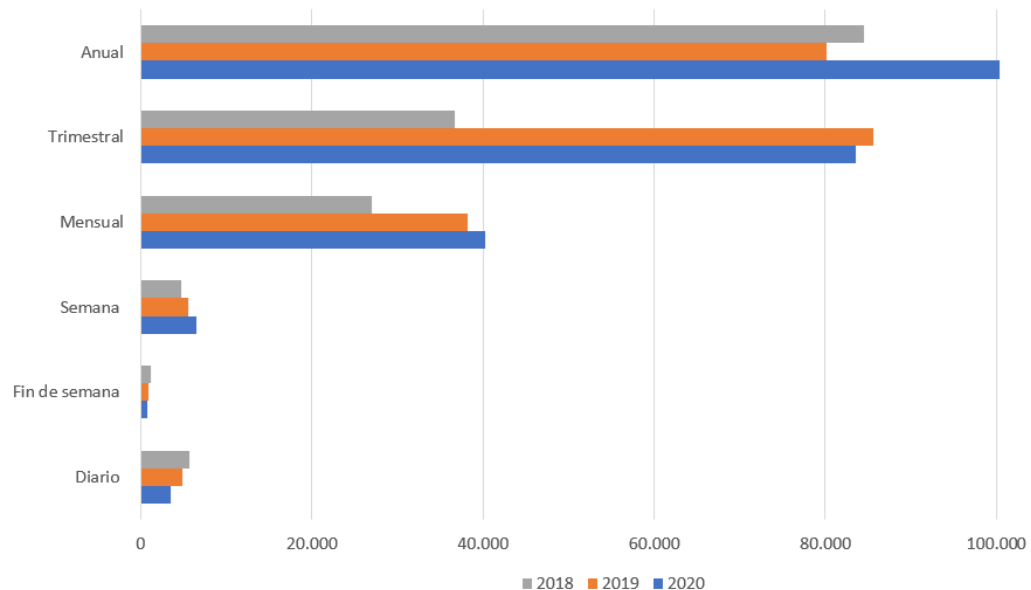


LOS MERCADOS

El mercado son muchos mercados, no solo el diario e intradiario, tenemos de **bilaterales (PPAs)**, **organizados de derivados (futuros, forwards, swaps, opciones)** y **mercados no organizados (OTC)** serán fundamentales en un entorno previsible de **alta volatilidad** para establecer estrategias de coberturas a plazo.

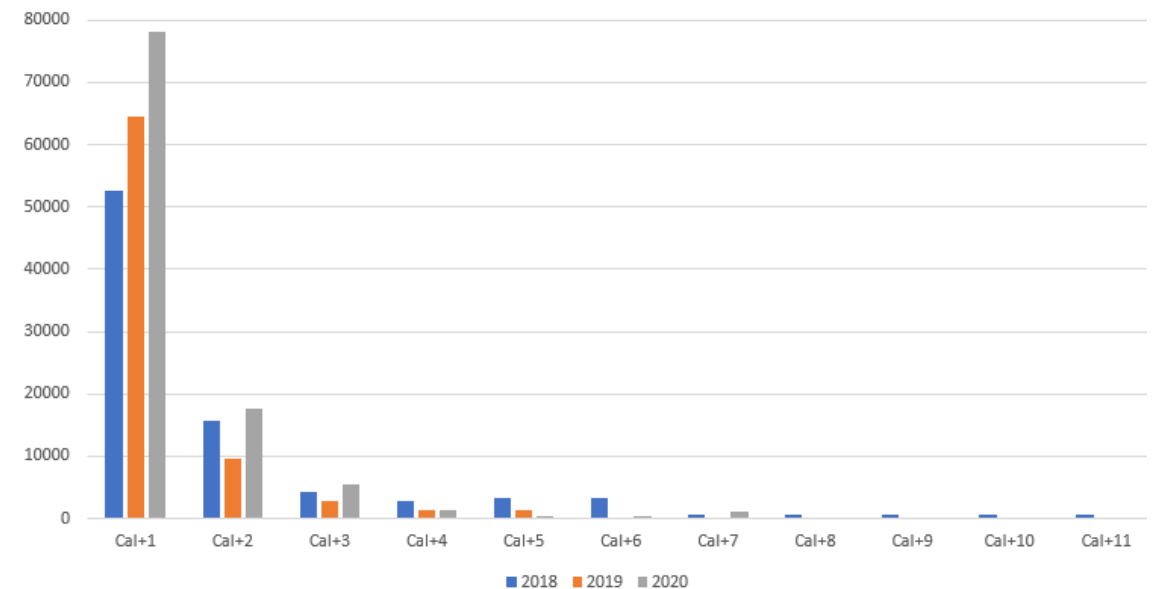
A pesar de la positiva evolución de la liquidez del mercado en los dos últimos años, es significativamente inferior a los mercados alemán y francés en 12,7 y 2,3 veces respectivamente en contratos con liquidación financiera y horizonte mensuales + trimestrales + anuales.

Volumen negociado (GWh) en los mercados (OTC, OMIP y EEX) según tipo de contrato 2018-2020



Existe una concentración en torno a los contratos con vencimiento trimestral y anual que representaron un 35,5% y un 42,7% respectivamente del volumen total negociado en 2020.

Volumen negociado (GWh) en los mercados (OTC, OMIP y EEX) según tipo de contrato anual 2018-2020



En 2020 el volumen negociado de contratos anuales fue inferior a 2018 y se concentró en contratos anuales de vencimiento hasta tres años, siendo el **volumen de contratos mensuales, trimestrales y anual (Cal+1) el 90,1% del total negociado en 2020.**

RaaS[©]

Renewables as
a Service
by Capgemini

Capgemini 





This presentation contains information that may be privileged or confidential and is the property of the Capgemini Group.

Copyright © 2022 Capgemini. All rights reserved.