

El mercat ibèric de l'electricitat i la pujada del preu a Espanya

La crisi energètica a Europa ha comportat un fort repunt dels preus, que ha estat especialment intens a Espanya. No en va, en el 4T 2021, el preu majorista de l'electricitat al mercat ibèric va ser més de tres vegades superior al del 4T 2018, any en què es van registrar els preus més elevats de l'electricitat del període 2010-2020 (vegeu el primer gràfic). En aquest article, analitzem les conseqüències de la crisi energètica actual per als preus de l'electricitat i posem en perspectiva els seus efectes sobre la factura de la llum a Espanya. Per fer-ho, necessitem entendre l'estructura dels mercats majorista i al detall de l'electricitat.

El mercat majorista de l'electricitat

Els mercats majoristes de l'electricitat connecten l'oferta de les empreses generadores d'electricitat amb la demanda de les empreses distribuïdores. Així, el seu preu reflecteix els costos de producció i ofereix un senyal important sobre les condicions del mercat de l'electricitat.¹ Tenint en compte la relativa inelasticitat de la demanda d'electricitat, els elevats preus actuals reflecteixen, principalment, la forta pressió pel costat de l'oferta, que ha comportat repunts històrics en els preus de l'energia als mercats internacionals.²

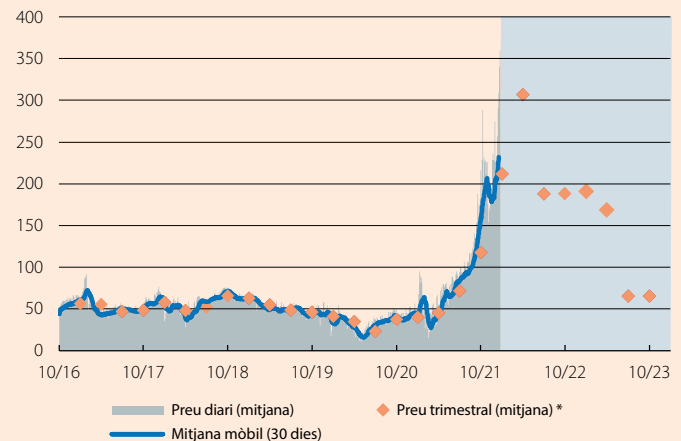
A la UE, els mercats majoristes funcionen en règim de subhasta amb una estructura marginalista. És a dir, en cada tram horari, el preu de l'última unitat d'electricitat contractada per cobrir la demanda és el que defineix el preu d'equilibri del mercat al qual són remunerades totes les empreses generadores. Aquesta estructura de mercat implica que, per satisfer la demanda al mercat majorista, «entri» en primer lloc les tecnologies amb costos més baixos. Les centrals nuclears tenen, essencialment, una oferta constant a un cost marginal molt baix, mentre que les energies eòlica i fotovoltaica (també amb costos molt baixos) tenen una oferta variable al llarg del dia. Els últims trams de la demanda se solen satisfer amb tecnologies més cares, com el cycle combinat, que utilitza el gas com a principal font d'energia, o l'energia hidràulica, que, per la seva capacitat d'emmagatzematge mitjançant els embassaments, es pot activar de manera flexible (vegeu el segon gràfic).

En remunerar totes les energies al preu més elevat, les que tenen costos variables més baixos es poden beneficiar de preus elevats, la qual cosa incentiva la inversió en energies renovables. En particular, el cycle combinat és, generalment, la tecnologia utilitzada al mercat ibèric per cobrir la demanda marginal, ja que és una font d'energia amb costos variables més elevats i amb més flexibilitat d'oferta. Aquesta «dependència marginal» implica que el preu majorista de l'electricitat sigui determinat, principalment, pels dos factors clau en el cost de producció del cycle combinat: el gas natural i el preu de les emissions CO₂ de la UE. Des de l'inici del 2021, el preu del gas s'ha multiplicat gairebé per 10 als mercats europeus, i el preu dels drets d'emissió s'ha triplicat fins als 80 €/tona de CO₂ al final de l'any. Així, el repunt del preu majorista es pot explicar, en gran part, pel repunt de preus als dos mercats.

Però, si l'estructura del mercat majorista i els preus de les principals entrades de producció són comuns, per què les pujades de preus de consum final han estat diferents entre els països de la UE i han estat especialment intenses en el cas d'Espanya? D'una banda, perquè el *mix* energètic és diferent entre països: Alemanya depèn relativament més del carbó (el 24%, en relació amb el 2% d'Espanya); a França, l'energia nuclear cobreix un major percentatge de la producció d'electricitat (el 67%, en relació amb el 22% d'Espanya), i, a Itàlia, el gas és la font dominant per a la producció d'electricitat (el 46%, en relació amb el 26% d'Espanya). A Espanya i a Portugal, per la seva banda, les energies renovables tenen molta més importància en el *mix* energètic (el 43% i el 59%, respectivament), tot i que la font marginal d'energia és, generalment, el cycle combinat. Això no és així en altres economies euro-

Preu de l'electricitat al Mercat Ibèric de l'Electricitat (MIBEL)

(€/MWh)



Nota: Les previsions dels preus trimestrals a partir del 1T 2022 s'extreuen a partir dels preus de contractes trimestrals de futurs d'electricitat per al mercat ibèric cotitzats el 16 de desembre del 2021.

Font: CaixaBank Research, a partir de dades de l'Operador del Mercat Ibèric d'Energia (Pol Espanyol, OMIE, i Pol Portuguès, OMIP).

1. Aquest no és l'únic canal de transacció entre les empreses distribuïdores i generadores d'electricitat. D'una banda, algunes grans empreses són, alhora, generadores i distribuïdores d'electricitat. De l'altra, les distribuïdores d'electricitat (o, fins i tot, les empreses amb grans necessitats de consum elèctric) poden entrar en contractes bilaterals, en general a llarg termini, amb generadores, anomenats contractes PPA (de l'anglès *Power Purchase Agreement*).

2. Vegeu l'article «[La crisi energètica a Europa](#)», en aquest mateix Dossier.

pees, ja que diferents *mixes* energètics comporten que la font marginal dominant d'energia sigui diferent.

D'altra banda, la transmissió de preus majoristes als consumidors finals depèn de l'estructura del mercat al detall.

El mercat al detall de l'electricitat a Espanya i a Portugal

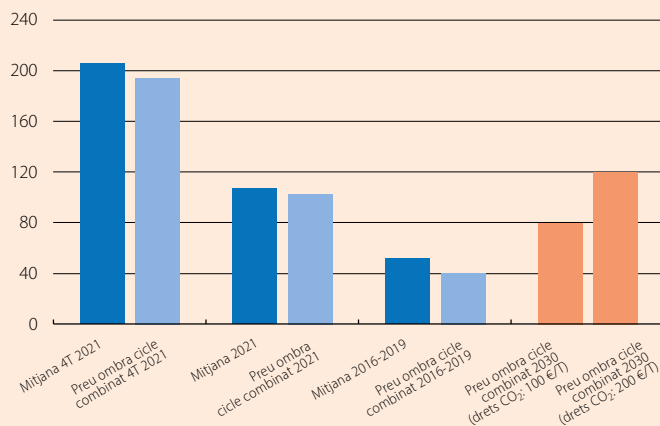
Malgrat que Espanya i Portugal comparteixen el mateix mercat majorista, els preus de l'electricitat per als consumidors espanyols, segons les dades de l'IPCH publicades per Eurostat, van ser el 46,7% més alts al novembre del 2021 en relació amb el mateix període del 2020, mentre que, per als consumidors portuguesos, van pujar només el 2,6%.³ Aquesta disparitat es pot explicar per les diferències en l'estructura del mercat al detall als dos països.

En primer lloc, la distribució dels consumidors entre el mercat regulat (on la formació de preus depèn de cada país) i el mercat lliure (on els preus solen ser molt estables per al consumidor) és molt diferent: a Portugal, més del 80% de les llars són al mercat lliure, mentre que, a Espanya, només el 60% dels clients són en aquest mercat, i l'altre 40% està adherit al mercat regulat.

En segon lloc, el funcionament del mercat regulat a Espanya i a Portugal és diferent. A Portugal, el preu regulat ve definit cada any pel regulador de mercat (malgrat que puguin existir revisions trimestrals si els preus majoristes es desvien de les previsions del regulador). En canvi, a Espanya, el preu regulat, anomenat preu voluntari al petit consumidor (PVPC), varia diàriament en funció del preu majorista. En aquest context, la transmissió de preus del mercat majorista als consumidors finals i, en conseqüència, a la inflació és significativament més immediata a Espanya que en altres països, com Portugal. En aquest context, una de les reformes del mercat elèctric que s'està plantejant a Espanya per limitar aquesta dependència seria reduir la freqüència amb què s'ajusta el preu PVPC i fer-la dependre d'una gamma més àmplia d'indicadors.⁴

Preus majoristes de l'electricitat a Espanya

(€/MWh)



Nota: El preu ombra del cicle combinat (CC) s'estima a partir d'una aproximació del cost variable (CV) de generació d'electricitat a partir d'aquesta font d'energia ($CV = 1,85 \times \text{preu del gas natural} + 0,4 \times \text{preu dels drets d'emissió}$). L'interval del preu ombra el 2030 assumeix que el gas natural tornarà a la seva mitjana històrica, en línia amb les cotitzacions del mercat de futurs TTF.

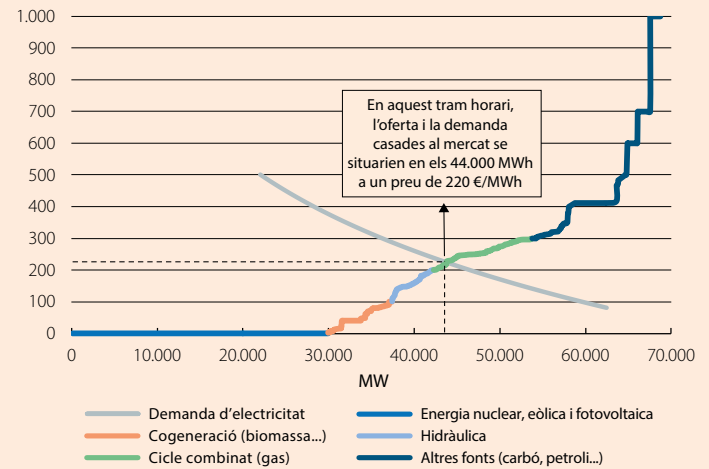
Font: CaixaBank Research, a partir de dades de l'OMIE i de Bloomberg.

dència alcista, tot i que més moderada. Tot això ens fa pensar que, en els propers mesos, el preu majorista es mantindrà per damunt dels 200 €/MWh, però que, un cop passat l'hivern, hauria de començar a baixar fins a situar-se al voltant dels 100 €/MWh a mitjà termini (vegeu el tercer gràfic). No obstant això, la incertesa continua sent molt elevada. És molt difícil predir com evolucionarà el conflicte geopolític entre Europa i Rússia, el qual, com hem vist, té un impacte directe sobre el cost de l'energia.

Luis Pinheiro de Matos i Ricard Murillo Gili

Corbes d'oferta i demanda d'electricitat al mercat majorista

(€/MWh)



Nota: L'exemple donat en aquest gràfic es basa en corbes reals de demanda i d'oferta d'electricitat al mercat majorista ibèric (OMIE), però té un objectiu únicament il·lustratiu.

Font: CaixaBank Research.

Quant costarà encendre la llum el 2022?

Com s'ha comentat més amunt, de cara al 2022, s'espera que les pressions pel costat de l'oferta es vagin atenuant al llarg de l'any, principalment per la normalització dels preus del gas, tal com ho indiquen els preus futurs cotitzats als mercats financers. D'altra banda, és probable que el xoc observat al mercat de drets d'emissió persisteixi en el temps, i, tenint en compte el reforç de l'ambició climàtica a la UE en els propers anys, també és probable que el preu de les emissions mantingui una ten-

3. Com a referència, durant aquest mateix període, a França, els preus de l'electricitat van pujar el 3,3%, mentre que, a Alemanya, van pujar el 3,1% i, a Itàlia, el 33,2%. A l'article «[Els preus de la llum estan pels núvols, i l'import del seu rebut?](#)», d'aquest mateix Dossier, analitzem, mitjançant dades internes de CaixaBank, la variació en el pagament de les factures elèctriques per als clients residents a Espanya.

4. Les diferències impositives entre països són un altre factor important. Per exemple, una part important de la factura de la llum a Espanya està composta pels anomenats «peatges» i «càrrecs» i també per impostos. En els últims mesos, el Govern ha tractat de reduir el pes d'aquests components en la factura de l'electricitat.