

# Cum evităm viitoarele crize energetice prin deblocarea investițiilor în capacități regenerabile?

Mihnea Cătuți și Mihai Bălan

Creșterile fără precedent ale prețurilor energiei din ultimele luni au generat discuții aprinse despre cauze, designul pieței de energie electrică, prețul carbonului și dependența de importurile de gaze naturale. Răspunsul formulat până acum de legiuitori pentru rezolvarea acestor probleme (în principal, plafonări de prețuri și subvenții) nu oferă decât soluții de avarie, de termen scurt, care nu rezolvă disfuncționalitățile structurale ce pot duce la repetarea unor astfel de situații.

În plus, măsurile luate de autoritățile din România pentru contracararea efectelor crizei actuale a prețurilor energiei asupra consumatorilor surprind prin direcția opusă față de propunerile Comisiei Europene în [toolbox-ul](#) recent publicat. Decizia de a suprataxa cu 80% veniturile ce depășesc 450 lei/MWh, ce se aplică doar producătorilor de energie curată, fără a ține cont de specificul de operare în piață a surselor regenerabile, periclitizează nu doar investițiile existente, ci mai ales noile dezvoltări de capacități de generare ieftine și cu timp de instalare rapid, ce reprezintă, de altfel, singura soluția pentru a evita astfel de crize în anii următori. Pseudo-argumentarea că acest tratament fiscal discriminatoriu s-ar justifica prin faptul că producția de energie electrică pe bază de combustibili fosili este „deja împovărată” prin plata certificatelor de emisii de carbon denotă atât neînțelegerea rostului acestor certificate, cât și lipsa oricărei preocupări reale de decarbonare a sistemului energetic românesc.

Blocarea și întârzierea investițiilor în surse regenerabile, în special solare și eoliene, vor cauza prețuri mai mari ale energiei electrice și ale certificatelor de carbon, vor crește dependența de importurile de gaze și, mai ales, vor periclita atingerea obiectivelor climatice de reducere a emisiilor, după cum arată, printre altele, un [raport](#) publicat recent de Aurora Research. Înainte de a explica mai aprofundat aceste riscuri, este necesară clarificarea principalelor cauze ale crizei actuale și corectarea unor explicații eronate care au fost lansate în spațiul public.

## PUTEM BLAMA PREȚUL CERTIFICATELOR DE CARBON?

Având în vedere aproape dublarea prețului certificatelor de dioxid de carbon de la aproximativ 34 €/tCO<sub>2e</sub> la începutul anului 2021 la peste 60 €/tCO<sub>2e</sub> în prezent, schema UE de comercializare a certificatelor de emisii (ETS) a fost imediat blamată pentru creșterea prețurilor electricității.

Mecanismul ETS limitează volumul de gaze cu efect de seră care poate fi emis de industria energointensivă, de către producătorii de energie și de companiile aeriene. Producătorii de energie electrică trebuie să cumpere un certificat EUA pentru fiecare tonă emisă de CO<sub>2</sub>. Totalul certificatelor disponibile este plafonat la un nivel stabilit pentru UE. Acest plafon este redus anual, ajungând în cele din urmă la zero. Pe măsură ce volumul certificatelor scade, acestea vor deveni tot mai dificil de achiziționat de către companiile ce produc energie electrică cu un nivel ridicat de emisii per MWh. Astfel, cu timpul, implementarea schemei ETS va determina reducerea orelor de operare a centralelor pe combustibili fosili, precum lignitul, huila, dar și gazele naturale.

Potrivit propunerilor legislative din pachetului [Fit-for-55](#) din această vară, plafonul urmează să fie ajustat pentru a asigura o reducere a emisiilor de carbon din sectoarele acoperite de ETS cu 61% până în 2030 față de 1990. Acest anunț, împreună cu sporirea cererii pentru certificate EUA ca urmare a creșterii consumului de energie electrică în timpul revenirii economice din 2021, au dus la prețuri fără precedent pentru certificatele de carbon. Totuși, prețul certificatelor EUA nu a contribuit cu mai mult de o cincime la scumpirea curentă a electricității, conform estimărilor [Comisiei Europene](#). Mai degrabă, problemele de aprovizionare cu gaze și prețul acestora la nivel internațional, precum și unele deficiențe structurale în funcționarea piețelor de energie electrică au contribuit decisiv la o creștere concertată a prețurilor energiei electrice în întreaga UE.

## O CRIZĂ NAȚIONALĂ SAU GLOBALĂ? PREȚUL GAZELOR NATURALE

Prețul gazelor naturale a avut o creștere fulminantă în 2021. Pe platforma olandeză TTF Gas Futures, de referință în Europa, gazele erau comercializate la 88 €/MWh la sfârșitul lunii octombrie, față de 16 €/MWh la începutul anului. Motivele pentru această evoluție constau într-o combinație între creșterea cererii la nivel mondial, ca urmare a accelerării recuperării economice, mai ales în Asia, și a problemelor UE de aprovizionare cu gaze din Rusia și Norvegia. Efectul a fost exacerbat de o vară cu producție scăzută a turbinelor eoliene și o primăvară rece, care au dus la golirea rezervelor de gaze naturale – concomitent cu reticența companiilor de a investi la timp în stocuri de gaze, care cauzaseră costuri mari cu un an mai devreme.

Actuala criză arată riscurile asociate cu dependența UE de importurile de combustibili fosili, în special gaze naturale, și expunerea piețelor europene la volatilitatea prețurilor combustibililor fosili. Acest fenomen este responsabil și de creșterea prețului energiei electrice la nivel european, afectând toate statele membre. Designul piețelor en-gros de energie electrică și cuplarea lor regională creează condițiile structurale prin care volatilitatea prețurilor gazelor naturale la nivel global afectează prețul energiei

## CUM AU CONTRIBUIT DESIGNUL PIEȚELOR PENTRU ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DEFICITUL DE CAPACITATE LA EXACERBAREA CRIZEI?

Designul pieței pentru ziua următoare (PZU) folosit pe plan european, inclusiv în România, este construit în jurul mecanismului costului marginal. Acesta prevede ca prețul pe piața de energie electrică să fie stabilit de oferta producătorului a cărui producție este necesară pentru a atinge nivelul cererii de energie electrică din piață. De obicei costul marginal este dat de producătorii pe bază de combustibili fosili, iar în situația actuală în care cotația gazelor a atins un nivel istoric, producătorul marginal este cel care folosește acest combustibil, cel mai scump.

Dacă România ar dispune de o capacitate regenerabilă instalată mai mare, am observa o scădere a presiunii în piață și o reducere a prețului energiei electrice în momentele în care resursa regenerabilă este disponibilă. Astfel ar putea fi acoperit și deficitul curent de capacitate. În ultimii ani, România s-a transformat dintr-un exportator net de energie electrică într-un importator. Conform [Transelectrica](#), în 2020 importurile au însumat 6,8 TWh iar exporturile 4 TWh, rezultând o balanță negativă de 2,8 TWh raportată la consumul final total de energie electrică de 55,7 TWh. Deficitul evident de capacitate este explicat prin retragerea unităților pe combustibili fosili, în special cărbune, ce și-au atins durata de viață, dar și prin lipsa de investiții în noi capacități de generare. Singura investiție în curs în centrale convenționale, proiectul CCGT de 430 MW de la Iernut, a fost din nou amânată după ce termenul inițial de punere în funcțiune (2019) a fost cu mult depășit.

Ultimele surse regenerabile au devenit operaționale în 2016, iar de atunci investițiile în acest sector au fost practic blocate, deși între timp energia eoliană și cea fotovoltaică au devenit cele mai ieftine modalități de producere a energiei electrice. Principalele cauze ale înghețării investițiilor sunt lipsa unui cadru legislativ și de reglementare predictibil, capacitatea limitată a rețelei de transport de a prelua noi capacități și accesul dificil la aceasta.

Conform Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC), România va trebui să își crească producția din surse regenerabile de la

aproximativ 3 GW instalați în energie eoliană la 5,25 GW, respectiv de la 1,4 GW instalați în energie solară la 5 GW în 2030. În același timp, propunerile din pachetul Fit-for-55 ar necesita un total de 7 GW instalați în energie eoliană și 7 GW în energie solară, ceea ce înseamnă un necesar de proiecte de investiții de 10 GW până în 2030. Acestea sunt necesare având în vedere creșterea anticipată a cererii de electricitate cu 15%, până la 62 TWh în 2030, rezultată din electrificarea parțială a transportului rutier și a încălzirii clădirilor, precum și din creșterea economică prognozată, conform studiului [Aurora](#). Cifra de 10 GW nu include investițiile necesare pentru înlocuirea sau prelungirea duratei de viață a surselor regenerabile existente, a căror menținere este imperativă pentru atingerea țintelor, fiind în sarcina producătorilor afectați de măsura de suprataxare impusă de decidenți.

## **BLOCAREA INVESTIȚIILOR ÎN ENERGIE REGENERABILĂ POATE CAUZA CRIZE SIMILARE ÎN VIITOR**

După cum arată [Aurora](#), un ritm lent de instalare a noilor surse de energie regenerabilă și o eliminare întârziată a cărbunelui din mixul energetic ar duce la scumpiri semnificative a prețului energiei electrice tranzacționate en-gros, cât și a valorii certificatelor EUA până în 2030. Cele mai serioase consecințe ar fi agravarea sărăciei energetice, în special prin creșterea facturii la consumatorii casnici, reducerea competitivității sectorului industrial european și adâncirea dependenței de importurile de gaze, ceea ce ar mări expunerea pieței de energie electrică la volatilitatea a prețului combustibililor fosili.

Astfel, dacă barierele care stau în calea dezvoltării parcurilor solare și eoliene de producție a energiei electrice nu vor fi eliminate, se poate ajunge la un preț al certificatelor EUA cu 80% mai mare comparativ cu un scenariu în care aceste probleme sunt rezolvate. La acest fenomen poate contribui și prelungirea artificială a duratei de viață a centralelor pe cărbune. În cazul României, acești factori ar putea cauza o creștere de 50% a prețului electricității față de prețurile din vara acestui an (înainte de problemele de aprovizionare cu gaze). Pe de altă parte, dacă România va dezvolta capacități regenerabile la nivelul țintelor propuse de Comisie, previziunea de creștere a prețului este doar 8% până în 2030, cu o tendință negativă spre finalul intervalului. Atingerea acestui obiectiv presupune o capacitate totală instalată a regenerabilelor de 14 GW în 2030, ce ar acoperi 69% din producția de energie electrică. De asemenea, pe baza criteriilor de rentabilitate economică, doar 500 MW de capacități pe bază de lignit ar mai fi funcționale peste nouă ani.

Schema ETS asigură condițiile necesare atingerii țintelor de decarbonare pe termen lung, dar nu poate elimina riscurile pe termen scurt și mediu. Perioada de viață a instalațiilor cu emisii intensive de CO<sub>2</sub> poate fi prelungită dincolo de rentabilitatea lor economică prin ajutor financiar sau alte facilități acordate de stat. Acest lucru trebuie evitat. Impunerea unui calendar de eliminare a cărbunelui, precum cel propus în [PNRR](#), este o măsură potrivită în acest sens. Dar există riscul ca dezvoltarea surselor de energie regenerabilă să nu fie sincronizată cu eliminarea capacităților fosile. În ciuda țintelor europene pentru regenerabile, ritmul punerii în funcțiune al unor noi capacități s-a prăbușit în ultimii ani în România.

## **PRINCIPALELE PROBLEME CARE TREBUIE REZOLVATE**

Barierele din calea dezvoltării surselor regenerabile țin mai degrabă de natură administrativă și de reglementare (de exemplu, lipsa instrumentelor de reducere a riscului investițional), decât de lipsa resurselor financiare. Acest fapt este confirmat de

apetitul investitorilor, dat fiind că proiecte însumând între 20 și 30 GW de energie regenerabilă sunt în dezvoltare în acest moment.

Autoritățile trebuie să clarifice prin lege posibilitatea semnării contractelor de vânzare a energiei pe termen lung de tip PPA (Power Purchase Agreement), în timp ce introducerea unui instrument de tip CfD (Contracts for Difference) este așteptată pentru finalul anului 2022. Ambele sunt importante pentru reducerea riscului investițional, dată fiind nevoia României de a recupera încrederea investitorilor după dese schimbări legislative din ultimul deceniu. Aceste două instrumente ar fi putut deja ajuta România în situația actuală a sectorului energetic, dacă ar fi fost deja în vigoare. PPA-urile ar fi permis ca o mai mare parte din energie să fie tranzacționată pe termen lung și nu pe PZU, unde volatilitatea atinge cote extrem de ridicate în aceste zile. Folosirea CfD-ului pentru capacități regenerabile ar fi eliminat nevoia de suprataxare, producătorii din acest sector plătind înapoi diferența dintre prețul de exercitare și prețul de vânzare a energiei.

O altă barieră legală pentru dezvoltarea noilor capacități regenerabile este legea fondului funciar, care îi pune pe investitori în imposibilitatea de a achiziționa sau de a securiza terenuri extravilane. Acest aspect a dus la blocarea de facto a oricărei investiții în proiecte energetice regenerabile localizate extravilan.

Apoi, din punct de vedere tehnic, capacitatea rețelei de transport de a conecta și integra noi capacități regenerabile este limitată, iar viteza cu care Transelectrica dezvoltă noi proiecte nu permite ritmul necesar de dezvoltare pentru atingerea țintelor. Dincolo de limitările tehnice, costurile de racordare la rețea depășesc în anumite cazuri 10% din costul total de instalare a capacităților regenerabile.

Piața de echilibrare este, în continuare, o barieră majoră pentru investitorii în regenerabile. Modificările aduse pentru conformarea la regulamentele UE nu au contribuit la o reducere a costurilor cu dezechilibrele, acestea rămânând la un nivel foarte ridicat comparativ cu alte piețe din Europa. Situația se datorează în special lipsei de concurență, iar deblocarea investițiilor în capacități de stocare și soluții de demand side management ar ajuta la reducerea gradului de concentrare a pieței, precum și la îmbunătățirea adecvanței sistemului energetic.

Pe lângă capitalul privat ce poate fi atras de sectorul energiei regenerabile, România dispune de fonduri considerabile prin mecanismele europene de finanțare, dintre care peste 10 miliarde de euro numai prin Fondul de Modernizare. Cu toate acestea, întârzierile în implementarea unui mecanism național competitiv și transparent de selecție a proiectelor, împreună cu celelalte bariere menționate fac ca niciun proiect regenerabil de mari dimensiuni să fie astăzi aproape de punerea în funcțiune în România.

Este îmbucurătoare orientarea anumitor dezvoltatori din România către proiecte integrate, cu sisteme de stocare incluse, ce pot rezolva nu doar deficitul de capacitate de generare, ci într-o anumită măsură și provocările legate de adecvanță. Este necesar ca primul apel de proiecte al Fondului pentru Modernizare să permită și finanțarea unor proiecte integrate.

Abordarea acestor probleme și deblocarea investițiilor în energie regenerabilă va reduce expunerea României la crize energetice, similare cu cea actuală. Acestea trebuie, desigur, combinate cu măsuri pe termen scurt pentru reducerea presiunii financiare exercitate în special asupra consumatorilor vulnerabili.

*Asociația Energy Policy Group (EPG) este un think-tank independent, specializat în politici energetice și climatice. Înființat în 2014, EPG reunește experți care conlucrează în proiecte internaționale de cercetare. EPG acordă o atenție sporită contextului mai amplu al politicilor europene și al tendințelor globale, în încercarea de a promova un dialog constructiv în rândul factorilor de decizie și publicul larg.*