

De ce se stinge lumina în România?

De ce se repetă crizele energetice în România?

7 august 2026

România traversează dificultăți în asigurarea consumului de energie electrică la orele de vârf, pe fondul situației hidrometeorologice și al întârzierilor repetate ale investițiilor în Sistemul Electroenergetic Național (SEN). Guvernul interimar a declarat stare de alertă energetică pentru luna august, prin Hotărârea de Guvern nr. 15 din 31 iulie 2026, iar premierul a îndemnat atât operatorii economici, cât și populația să reducă voluntar consumul de energie electrică.

Situația hidrometeorologică, cu impact asupra nivelului Dunării și a râurilor, are două efecte importante. Pe de o parte, deficitul de apă de răcire pentru centrala nucleară de la Cernavodă, unde una dintre cele două unități a fost oprită („o pierdere” de aproximativ 0,7 GW de energie în bandă, greu de substituit la orele de vârf). Pe de altă parte, scăderea masivă a producției hidroelectrice. Astfel, la un vârf de consum de seară de aproximativ 7,6-7,8 GW, România a ajuns să importe constant peste 2 GW, într-un moment în care și regiunea trece printr-o situație relativ similară.

În România, [Dacia și Ford](#), cei doi producători de autovehicule, au anunțat oprirea producției în intervalul 3-19 august, perioadă care coincide cu cea de mentenanță, reducând astfel consumul la nivel național cu [aproximativ 200 MW](#). [Municipiul Iași](#) a întrerupt iluminatul public din oraș în noaptea de 2 spre 3 august, începând cu ora 00:00, însă măsura a fost retrasă în ziua următoare sub un val de critici. [Municipiul București](#) a introdus un plan de 25 de măsuri pentru reducerea consumului public de energie electrică. Pe Dunăre sunt în desfășurare intervenții hidrotehnice, precum detonarea stâncii Pârjoaia și realizarea unui prag provizoriu pentru redirecționarea unei părți din debitul Brațului Bala către Dunărea Veche, pentru creșterea debitului la centrala de la Cernavodă, măsură pentru care au fost alocați din Fondul de Rezervă 7 milioane de lei.

Starea de alertă a amplificat tensiunile la nivelul societății românești, într-un context marcat de criza politică¹, vulnerabilități macroeconomice², pregătirea ultimei cereri de plată pentru accesarea fondurilor din Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR) și situația geopolitică de la graniță.

Dar care sunt motivele pentru care crizele energetice au ajuns să devină aproape normale în România?

1. Au întârziat investițiile în capacități noi de producție

Criza actuală este rezultatul a trei decenii în care structura producției și a consumului de energie electrică s-a transformat complet, în lipsa unor măsuri care să prevină provocările acestor schimbări.

În anii '90, producția de energie electrică a României era dominată de centralele pe cărbune și gaz natural și completată de un parc hidroenergetic solid de aproximativ 6 GW. Energia nucleară intră în sistem în 1996 (U1, cu 0,7 GW) și 2007 (U2, cu 0,7 GW), cele două reactoare însumând 1,4 GW instalați, în timp ce restul de unităților planificate (U3 și U4) sunt în stadiul de proiect.

Cărbunele s-a redus de la aproximativ 6,0 GW în 2010 la 1,7 în anul 2026. Majoritatea centralelor au fost deja retrase din exploatare. Cele rămase se confruntă cu costuri ridicate de producție,

¹ România are un Guvern interimar, începând cu data de 5 mai 2026

² Agențiile de rating Fitch și Moody's evaluează starea economiei. [Fitch](#) menține rating-ul la BBB-/A-3, după mesajul inițial de downgrade.

echipamente îmbătrânite și grad ridicat de uzură, ceea ce le limitează disponibilitatea și funcționarea la puterea instalată. În plus, lucrările de mentenanță și reparațiile sunt tot mai dificile și mai costisitoare, inclusiv din cauza accesului limitat la piese de schimb și a vechimii instalațiilor.

România și-a asumat, prin Legea nr. 334/2022 (Legea decarbonizării), eliminarea treptată a producției de energie electrică pe bază de cărbune până în anul 2032. Însă dezbaterile recente din Parlament, respectiv amendamentele la Ordonanța de Urgență nr. 108/2022, condiționează respectarea acestui calendar de punerea în funcțiune a noilor capacități de producție pe gaz de la Complexul Energetic Oltenia (CEO). Situația din 2026 este însă fundamental diferită față de cea din 2022, iar această justificare nu mai poate fi susținută în aceiași termeni, având în vedere că o parte semnificativă a capacității pe cărbune poate fi considerată acoperită de noua centrală pe gaze de la Mintia, ca sursă sigură și flexibilă de producție. Mai mult, România a acordat ajutor de stat și a încasat bani europeni tocmai pentru obiectivele asumate în legea decarbonizării, inclusiv prin intermediul [celeia de-a doua cereri de plată](#) în valoare de 2,8 miliarde de euro.

Centralele pe gaze au avansat mult mai lent decât era necesar pentru înlocuirea grupurilor pe cărbune și asigurarea flexibilității sistemului energetic. Singura centrală de mari dimensiuni finalizată și pusă în funcțiune este, și în ziua de astăzi, centrala OMV Petrom de la Brazi, cu o putere instalată de 860 MW, inaugurată în 2012. Centrala Romgaz de la Iernut, de 430 MW, trebuia să fie operațională încă din 2020, însă înregistrează întârzieri de mai mulți ani. În același timp, proiectele de centrale pe gaze de la Ișalnița și Turceni, dezvoltate de CEO pentru înlocuirea grupurilor pe cărbune, au rămas în faza de proiect/licitații, deși calendarul viza să fie deja puse în funcțiune în 2026. Proiectul privat de la Mintia, cu o capacitate de până la 1.700 MW, este aproape de punerea în funcțiune și va deveni prima investiție majoră în producția pe gaze după mai bine de un deceniu. Aceste întârzieri au redus capacitatea României de a înlocui grupurile pe cărbune retrase din exploatare și de a răspunde mai eficient creșterii ponderii energiei regenerabile în sistem.

Hidroenergia a rămas relativ constantă. Eforturile investiționale s-au concentrat, în principal, pe re tehnologizarea centralelor existente, precum Vidraru, Stejaru, Mărișelu sau Râul Mare-Retezat, cu scopul prelungirii duratei de viață, creșterii eficienței și menținerii siguranței în exploatare. În paralel, proiecte hidro începute cu zeci de ani în urmă au rămas blocate din motive legislative, de mediu sau administrative.

Sursele regenerabile de energie (solar și eolian) au trecut prin două valuri de expansiune. Primul a avut loc în perioada 2010-2015, când energia solară a atins 1,0 GW, iar energia eoliană 2,9 GW, fiind stimulate de schema de certificate verzi, însă odată ce aceasta a fost eliminată, investițiile au încetat. Al doilea val a început în anii 2020, odată cu direcția Uniunii Europene către decarbonizare, respectiv alocarea unor sume substanțiale din fonduri europene pentru tranziția energetică. Aceste măsuri au fost accelerate după invazia Ucrainei de către Rusia, respectiv criza energetică din anul 2022. Astfel, în iulie 2026, România avea 3,0 GW capacitate instalată în energie solară (*utility scale*) și puțin peste 3,0 GW capacitate instalată în energie eoliană.

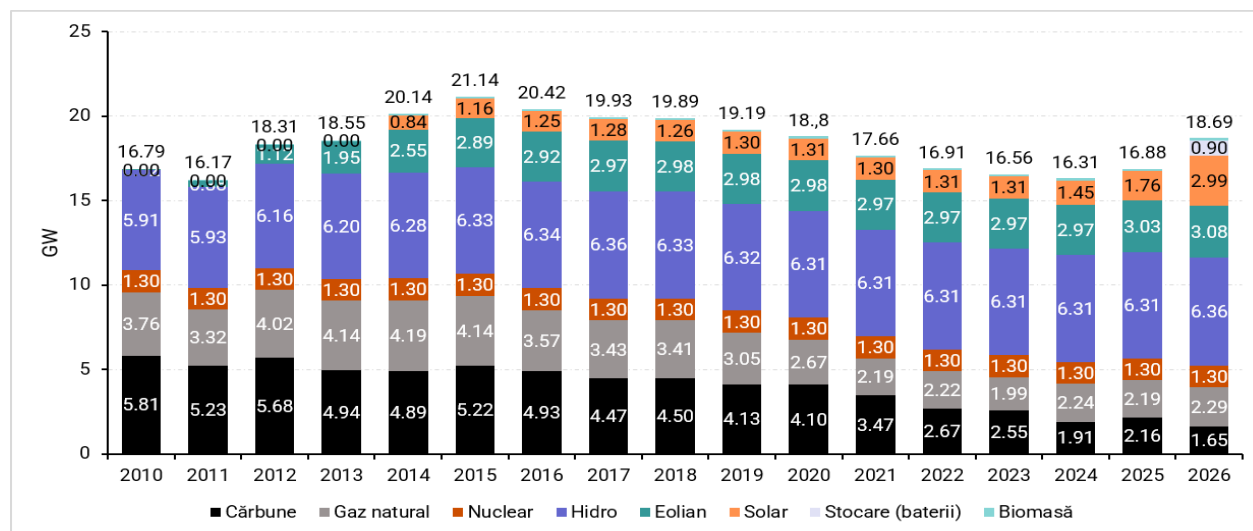
Prosumatorii au crescut spectaculos în perioada 2022-2026 de la 0.6 GW la 3.7 GW capacitate instalată în iulie 2026, susținuți și de schemele de sprijin ale Autorității Fondului pentru Mediu (AFM). Provocarea derivă din faptul că rețeaua a fost gândită să livreze energia într-un singur sens, dinspre marile centrale spre consumatori, însă acum trebuie să și preia energia, simultan, din mii de puncte concomitent, ceea ce ridică probleme de stabilitate.

Stocarea energiei electrice în baterii a accelerat cu adevărat abia în 2026, ajungând la 0,9 GW în luna iulie, după ce prima baterie de stocare conectată la SEN în 2023. Principalii factori care au îngreunat dezvoltarea capacităților de stocare au fost: dubla taxare a energiei stocare (OUG nr. 134/2024 a eliminat această prevedere), creșterea lentă a surselor regenerabile de energie (variabile) până în 2023/2024, respectiv ponderea redusă în total producție și lipsa rentabilității

investițiilor. Granturile nerambursabile din PNRR și scheme de finanțare din Fondul pentru Modernizare (FM) au impulsionează dezvoltarea sectorului de stocare între 2024 și 2026.

Conform Figurii 1, puterea instalată netă din anul 2026 este doar cu 2 GW mai mare decât cea din 2010, respectiv în jur de 19 GW față de 17 GW și mai redusă cu 2GW față de 2015 (21 GW), dar cu totul altă structură și altă disponibilitate. România a început “să înlocuiască” capacitatea instalată în cărbune cu aproximativ 6 GW de solar și eolian care produc variabil, în funcție de soare și vânt, sprijinite de o valoare încă limitată, dar în creștere de stocare (0,9 GW).

Figură 1. Capacitatea instalată pentru producția de energie electrică (GW), graficul nu include prosumatorii



Sursa: Transelectrica (datele reflecta capacitățile nete în luna ianuarie a fiecărui an, mai puțin capacitățile de stocare care sunt din iulie 2026)

Avem aproape 19 GW capacitate netă instalată, dar de ce nu sunt de ajuns dacă vârful de consum este de 7-8 GW?

În medie, România a consumat 120 GWh/zi într-o zi de weekend și 140 GWh/zi într-o zi lucrătoare, la începutul lunii august. Valoarea de 7,6-7,8 GW reprezintă vârful de consum, respectiv puterea maximă pe care sistemul electroenergetic trebuie să o livreze simultan. Bunăoară, pe data de 19 ianuarie 2026, a fost atins un vârf de consum de aproximativ 9,2 GW, din cauza unor temperaturi foarte reduse, în timp ce la polul opus, în ziua de Paște din 2026, consumul a coborât la un minim de aproximativ 2,5 GW, pe fondul activității economice reduse și a traficului diminuat. În perioada verii, atunci când sunt temperaturi ridicate, vârful de consum ajunge la 7-8 GW – de exemplu, 7,7 GW pe 5 august 2026 la ora 21:28, în condiții de temperaturi medii mai reduse față de vara precedentă.

La o capacitate totală instalată netă de producție de aproape 19 GW, în primele cinci zile din august, producția maximă a înregistrat doar 6,9 GW. Apare, în mod firesc, întrebarea de unde este această diferență până la 19 GW? Răspunsul trebuie să facă trimitere la fiecare capacitate de producție în parte, conform Tabelului 1.

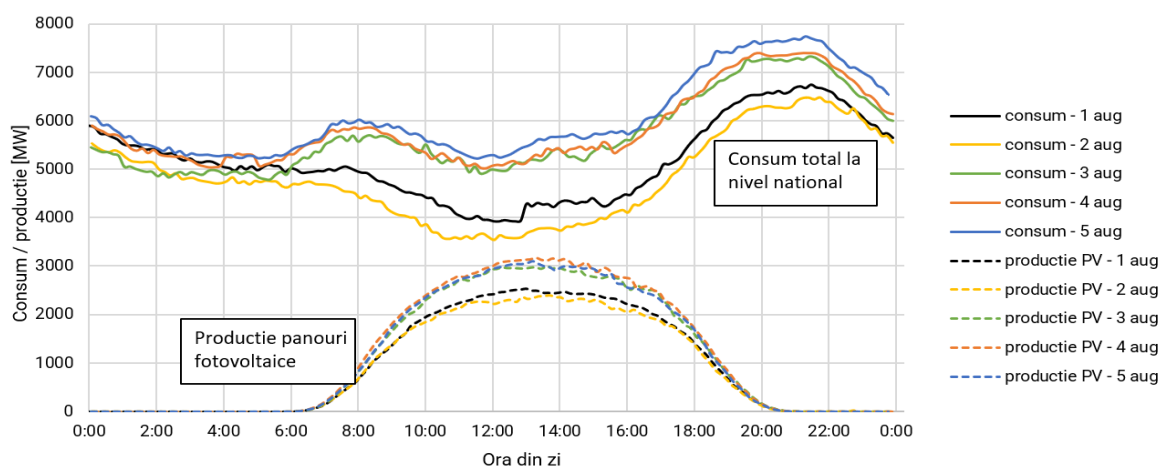
Tabel 1. Capacitatea de instalată pentru producția de energie electrică și capacitatea maximă de producție (3-5 august, 2026)

Resursă	Capacitate instalată (GW)	Capacitate maximă de producție observată (GW)	Observații
Cărbune	1,7	0,99	O parte dintre unități sunt în conservare. Pornirea unei unități aflate în conservare necesită chiar și 10 zile. Cel mai probabil, în perioada următoare vom asista la o creștere a capacității de producție a unităților pe cărbune, aproape de maximul instalat.
Gaze naturale	2,3	1,45	O mare parte sunt centrale în cogenerare, care produc atât căldură (pentru încălzirea centralizată) cât și energie electrică. Pe parcursul verii, aceste capacități sunt, în mod normal oprite, cerea de căldură pentru apa caldă menajeră fiind asigurată de cazane cu abur fierbinte, care nu produc electricitate. În mod excepțional, unii operatori pot decide pornirea acestor unități pentru reducerea deficitului (de exemplu, ELCEN, unitatea CET Grozăvești).
Hidro	6,36	2,1	Nivelul scăzut al apelor reduce mult potențialul de producție hidroenergetică.
Nuclear	1,3	0,69	Nivelul scăzut al Dunării a forțat închiderea unității 1 de la Cernavodă.
Eolian	3,1	0,6	În condițiile meteorologice actuale, cu intensitate foarte scăzută a vântului, producția eoliană este scăzută.
Solar	3,7 ³	3,2	O parte din capacitatea instalată poate fi în mentenanță. O scădere a producției poate fi cauzată și de o degradare a performanțelor din cauza acoperirii cu praf a panourilor (în lipsa precipitațiilor, praful se acumulează pe suprafața panourilor, reducând eficiența de conversie a energiei solare în energie electrică).
Biomasă	0.1	0.06	Similar cu situația hidrocarburilor, unele centrale sunt în cogenerare, fiind oprite în lipsa cererii de energie termică.

Sursa: Observațiile EPG pe baza datelor Traselectrica

³ Valoarea din graficul de mai sus este pentru ianuarie 2026, iar în tabel pentru iulie 2026, de unde diferențele

Figură 2. Evoluția consumului total de energie electrică și a producției panourilor fotovoltaice (MW)



Sursa: Transelectrica

Importurile și exporturile – aportul interconectării pe termen scurt

Ideea conform căreia noi interconexiuni între Austria și Ungaria sau Slovacia ar reduce prețul energiei electrice în Europa de Est nu este eronată, însă orizontul de timp pentru un asemenea proiect, respectiv cel puțin 15 ani (autorizări locale, avize de mediu, exproprieri) și dificultatea unui consens politic o face nepractică pentru nevoile pe termen scurt ale României. [Pachetul pentru rețele](#), publicat de Comisia Europeană în 2025, întărește această idee, întrucât documentul vorbește despre „autostrăzi energetice” cu nume concrete. Totuși, referitor la Sud-Estul Europei, vorbește despre „stabilitatea prețurilor”, nu despre un proiect per se de interconectare. Mai mult, obiectivele europene de interconectare ale UE sunt obligații fără sancțiuni.

2. Au întârziat investițiile în rețele

Rețelele de energie electrică nu au fost proiectate pentru tranziția sistemului energetic de la producția centralizată cu o serie de centrale mari, care trimiteau energia electrică către industrie în anumite regiuni și milioane de clienți pasivi, la producția descentralizată, cu consumatori activi (prosumatori) care injectează energie electrică.

Rețele se împart în două mari categorii:

- **Rețelele de transport de energie electrică**, constând în liniile de înaltă tensiune (400/220/100 kV), care transportă energia electrică pe distanțe mari și sistemele asociate, administrate de operatorul de transport (Transelectrica), inclusiv capacitățile de interconectare.
- **Rețelele de distribuție de energie electrică**, constând în liniile de medie și joasă tensiune (în general, 110 kV), care distribuie energie până la consumatori și sistemele asociate, administrate de operatorii de distribuție. România are patru mari operatori de distribuție: (i) Distribuție Energie Electrică România (Grupul Electrica), (ii) Rețele Electrice (Grupul PPC), (iii) Delgaz Grid (Grupul E.ON) și (iv) Distribuție Energie Oltenia.

Operatorul de transport și de sistem asigură echilibrarea în timp real a SEN, menținând tensiunea și frecvența în parametri, aspect din ce în ce mai complicat pe măsură ce producția devine variabilă (creșterea ponderii energiei regenerabile).

Companiile care gestionează rețelele de transport și distribuție funcționează precum un monopol natural, având activitățile reglementate și supravegheate de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE). Veniturile principale ale acestor companii provin din tarifele reglementate plătite de consumatorii finali. Aceste valori sunt stabilite exclusiv de ANRE, pe baza metodologiilor oficiale de calcul al tarifelor. Deși ambele tipuri de tarife urmează aceleași principii de calcul, componentele specifice diferă.

Tariful⁴ de transport sau distribuție reprezintă suma dintre rentabilitatea costurilor de capital, cheltuielile de operare și mentenanță și costul pierderilor de rețea împărțită la cantitatea totală de energie electrică livrată. Modificarea tarifelor se realizează exclusiv de către ANRE, pe baza documentelor justificative trimise de către companii. Din prețul total al energiei electrice de pe factura consumatorului casnic, aproximativ 30% se duce către rețele (transport și distribuție), respectiv 30 lei dintr-o factură de 100 lei.

Dezvoltarea rețelelor este îngreunată, în România și în alte state, de bariere birocratice și legislative, cu un număr mare de autorizații și decizii care se întind pe parcursul mai multor ani. Potrivit Agenției Internaționale a Energiei (AIE), obținerea avizelor și construcția efectivă a unei linii noi de înaltă tensiune pot dura până la 15 ani, în timp ce un proiect de producție regenerabilă se finalizează în 1-5 ani, iar un centru de date în 1-3 ani. Aceste decalaje întârzie racordările, cu impact asupra investițiilor și a facturii consumatorului final.

În România, un proiect de producție de energie electrică parcurge etape succesive, cu cerințe și angajamente tot mai stricte, de la aviz până la centrala funcțională. Potrivit ANRE, la 1 iulie 2026, doar 223 de proiecte, însumând circa 10,70 GW, obținuseră contracte de racordare, autorizații de construire și autorizații de înființare, dintr-un total de 1.530 de proiecte cu ATR în termen de valabilitate, echivalentul a aproximativ 91 GW. Practic, peste 10 GW trecuseră prin toate etapele necesare pentru a fi dezvoltati și integrați în rețea.

Măsurile adoptate de ANRE în primăvara lui 2026 prin Ordinele nr. 15 și 16 urmăresc să accelereze finalizarea proiectelor deja intrate în procesul de racordare și licențiere: garanția financiară pentru ATR a fost majorată de la 5% la 20% din tariful de racordare (fără TVA), pentru capacitățile cu putere aprobată la evacuare de peste 1 MW, introducerea obligației obținerii autorizației de înființare, cu termene maxime de 12 luni de la contractul de racordare și 18 luni de la emiterea ATR, însoțită de o garanție de 30 EUR/kW din puterea instalată, valabilă până la recepția lucrărilor, iar garanția pentru procedura de alocare de capacitate a fost recalculată la 20.000 EUR/MW solicitat în 2026, urmând ca din 2027 să se aplice minimul dintre această valoare și media ponderată a prețurilor din licitațiile anului precedent.

A doua provocare este preferința pentru investiții în active fizice, în detrimentul soluțiilor digitale care cresc eficiența, fenomenul cunoscut drept **CAPEX bias**. Operatorii de rețea sunt stimulați să investească în infrastructură pentru că profitul lor reglementat se calculează în funcție de valoarea acestor active. În România, metodologiile ANRE remunerează activele recunoscute ca fiind utile transportului și distribuției, așa că operatorii aleg proiectele cu șanse maxime de aprobare, iar soluțiile inovatoare de optimizare a rețelei existente, cu finanțare incertă, rămân subutilizate.

⁴ Rentabilitatea capitalului se calculează prin aplicarea unei rate stabilite de ANRE (RRR) asupra investițiilor realizate. Cheltuielile de mentenanță și operare includ toate costurile de funcționare, salariile personalului și proiectele de cercetare-dezvoltare. În plus, pierderile de energie, cunoscute drept consum propriu tehnologic (CPT), sunt acoperite prin cumpărarea de electricitate de pe piață de către operatori, costul acestora fiind de asemenea inclus în tarif.

Mai mult, doar 35% din consumatorii de energie electrică din România au contoare inteligente, respectiv contoare care măsoară în timp real consumul și injectia, o rețea cu sute de mii de prosumatori rămâne oarbă, iar ritmul instalării lor a fost, ani la rând, sub ținte.

Potrivit [estimărilor EPG](#), România are nevoie, până în 2030, de aproximativ 6,8 miliarde de euro investiți în rețelele de transport și de 9,2-11,5 miliarde de euro în rețelele de distribuție. Astfel, ritmul investițiilor, cel puțin în rețelele de distribuție ar trebui să se dubleze spre 1-1,2 miliarde de euro pe an, față de aproximativ 0,5 miliarde de euro.

Principalul instrument de finanțare a sectorului energetic pentru România este Fondul pentru Modernizare (FM), alimentat din veniturile schemei de comercializare a emisiilor (ETS). Din FM, Transelectrica derulează proiecte strategice iar operatorii de distribuție finanțează modernizarea și digitalizarea rețelelor. La acesta se adaugă PNRR împreună cu REPowerEU și Mecanismul pentru Interconectarea Europei (CEF), dedicat cu precădere interconexiunilor transfrontaliere.

Dar cea mai importantă sursă de finanțare a rețelelor rămâne tariful de rețea, mai precis factura consumatorului, întrucât România a dovedit fie capacitate limitată din partea Transelectrica în atragerea acestor fonduri, fie alocare insuficientă (1,1 miliarde de euro pentru rețelele de distribuție din FM, față de 2,4 miliarde proiecte depuse de operatori) și ritm lent de evaluare a dosarelor.

3. “Să se revizuiască, dar să nu se schimbe nimic”

Sunt urmărite simultan obiective divergente, determinate de interese politice pe termen scurt, fiecare argumentat separat, însă imposibil de reconciliat cu celelalte.

Vrem bani de la UE pentru decarbonizare, dar și păstrarea cărbunelui pe termen nedeterminat. Ne-am asumat, prin PNRR, un calendar de închideri ale grupurilor pe lignit, însoțit de măsuri de înlocuire și de bani europeni primiți pentru acest demers, însă am cerut amânări. Un prim demers în acest sens a fost amânarea a 710 MW la finalul anului 2025, un altul constă în amendamentele depuse la OUG nr. 108/2022 în Parlament zilele acestea.

Vrem rețele de energie electrică modernizate, dar fie ne mișcăm greu în ceea ce privește transportul de electricitate, fie limităm apetitul pentru investiții pe distribuție. Investițiile în rețelele de transport de energie electrică avansează lent, prinse în birocrație, în autorizări, avize și exproprieri, în timp ce metodologiile ANRE limitează apetitul investițiilor în rețelele de distribuție, astfel încât să nu pună presiune pe factura consumatorilor. Între timp, cererile de racordare pentru proiecte de energie regenerabilă însumau aproximativ 10 GW în stadiu pregătit de dezvoltare, un semnal că vrem gigawați, dar nu am construit rețeaua care să-i primească. O reglementare necesară trebuie să lege, așadar, trei lucruri: un randament suficient de atractiv cât să aducă bani privați pe lângă cei europeni, o procedură de racordare care stimulează proiectele mature în locul celor speculative și un calendar de digitalizare pe care operatorii chiar îl respectă

Vrem prosumatori, dar nu înțelegem efectele lor agregate în contextul actual. Cei 3,7 GW de prosumatori sunt o reușită reală a descentralizării producției de energie electrică, însă fără stocare sunt gigawați instalați care produc la prânz, când cererea este redusă cu un surplus la amiază, pe care nu avem unde-l duce, și o rampă abruptă seara, când soarele apune și consumul crește. I-am încurajat fără a pregăti rețeaua.

Vrem energie nucleară, dar cu transparență limitată pentru publicul larg. Energia nucleară reprezintă energie fermă, iar obiectivele privind Unitățile 3 și 4 au rămas în sertarul în care sunt proiectele de guvernare precedente. Mai mult, proiectele propuse, inclusiv reactoarele modulare de mici dimensiuni la Doicești prezintă o transparență redusă față de publicul larg, de la costuri și calendare la arhitectura finanțării și a ajutorului de stat.

Vrem gaz natural pentru tranziție, dar nu construim la timp. Centralele pe gaze care trebuiau să înlocuiască lignitul au întârzieri majore:

- Proiectul de la Ișalnița a rămas fără constructor după două licitații fără oferte valide (noiembrie 2024 și ianuarie 2026) și are în vedere renunțarea la planul inițial și înlocuirea centralei pe gaz cu BESS. Iernut pare că nu va fi gata până la iarnă.

[Turceni](#) are 1 singur ofertant la licitația din ianuarie 2026. Nu s-a comunicat dacă acest ofertant a fost selectat. Cel mai probabil, calendarul de dezvoltare al centralei pe gaze naturale în ciclu combinat (CCGT) Turceni va fi decalat, până spre 2028-2029. [Sursa](#)

Mintia este în teste. Conform legislației, aceste teste pot dura doi ani, dar se pot încheia mult mai repede. E probabil ca până la finalul anului, Mintia să livreze energie în bandă în SEN.

Spunem constant că gazul reprezintă „tranziția” către hidrogen, însă infrastructura de hidrogen nu se afla nici măcar la nivel de hârtie, în afara mențiunilor că centralele pe gaz vor folosi 50% hidrogen în amestec începând 2036, conform PNIESC.

În plus față de infrastructura de hidrogen în sine, care permite transportul, stocarea și alimentarea centralelor, se pune problema disponibilității acestui gaz. La ora actuală nu există indicații despre necesarul de hidrogen pentru aceste centrale va fi produs în țară, prin electroliză, sau va fi importat. În plus, [o analiză a EPG](#) indică un preț mult mai mare al energiei produsă prin combustia amestecului de gaze naturale cu hidrogen, comparativ cu energia produsă prin combustia gazelor naturale simple, în timp ce scăderea emisiilor de gaze cu efect de seră este foarte limitată.

Vrem zone de accelerare pentru regenerabile, dar prioritățile sunt în altă parte. Zonele de accelerare, au obiectivul de a accelera procesul de dezvoltare a proiectelor de energie regenerabilă. Directiva privind energia regenerabilă (RED III) prevede desemnarea acestor zone, însă am întârziat. Deși prevederile transpuse în legislația națională (OUG 59/2025, Legea 159/2026), nu am desemnat încă efectiv perimetrele, iar termenul din februarie 2026 a fost ratat. Similar, calendarul privind energia eoliană offshore a fost întârziat față de prevederile din Legea 121/2024, cu mențiunea că recent a fost transmisă spre publicare Hotărârea de Guvern privind lista perimetrelor offshore.

Vrem fonduri din EU-ETS (Sistemul de tranzacționare a certificatelor de CO2 și sursa principală de finanțare a Fondului pentru Modernizare), dar și să reducem impactul prețului certificatelor de CO2 asupra companiilor care poluează. Nu este înțeles și asimilat faptul că veniturile generate de schema EU ETS au devenit una dintre cele mai importante surse de finanțare pentru tranziția energetică din România

Vrem energie sigură, accesibilă, competitivă și fără emisii, dar nu spunem clar, ferm și onest faptul că aceasta are costuri de investiție. Prețul energiei electrice din România și Europa de Sud-Est va scădea prin presiunea concurențială a unor noi capacități de producție și investiții în rețele. Dacă nu folosim acum banii europeni pentru ea, va trebui să-i luăm din surse proprii deja limitate, precum: apărare, digitalizare, chiar sănătate sau educație.

Criza din august 2026 este, de fapt, factura pentru un deceniu în care am tratat sistemul electroenergetic precum o succesiune de urgențe și numeroase întârzieri din cauza cărora am construit doar jumătăți de sistem cu producție variabilă fără stocare, ținte de regenerabilă fără rețea, strategii fără șantiere.