

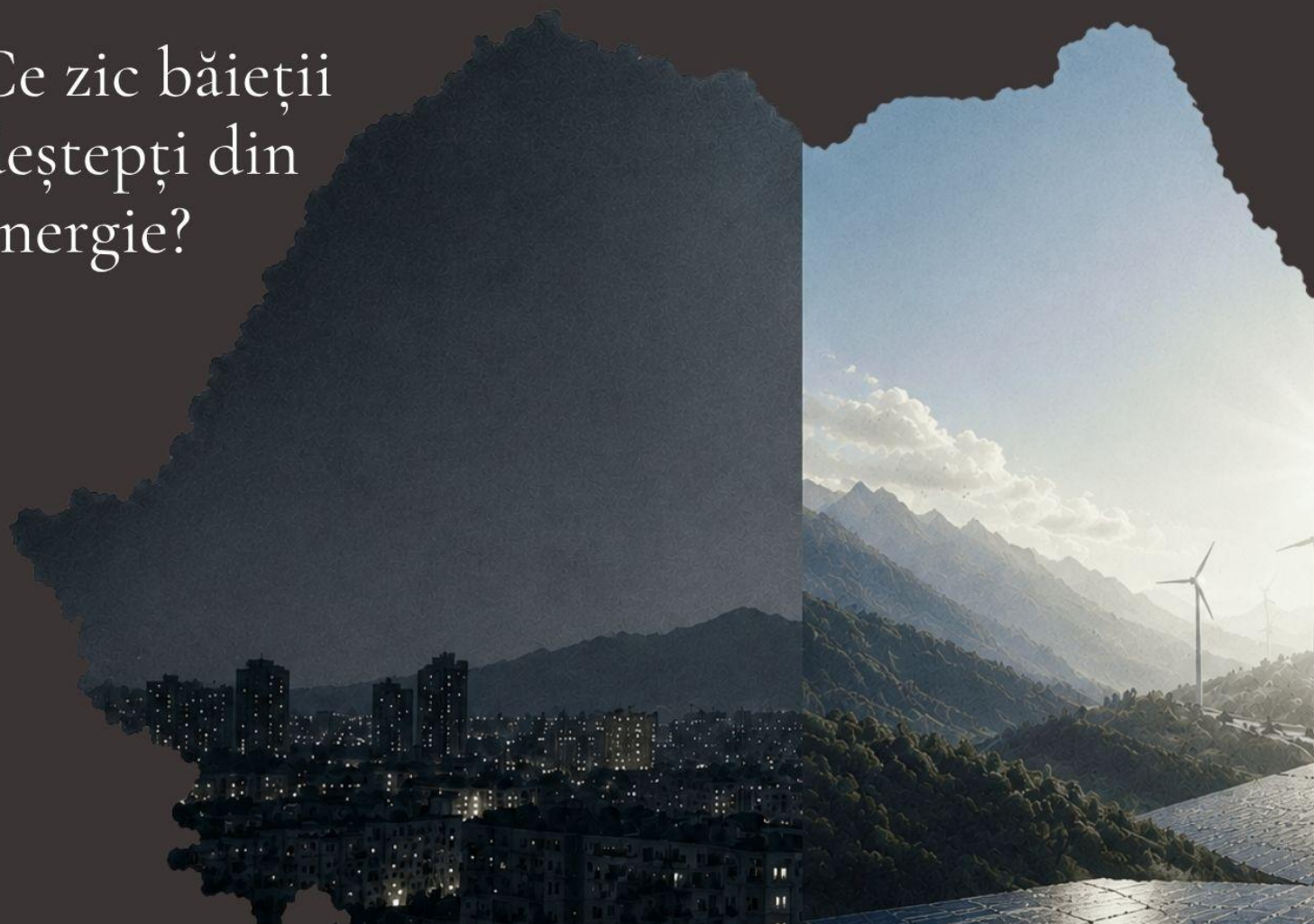
BLUE PAPER *by*

Top

Septembrie,
2026

Prezentul este sub tensiune. Viitorul este electric.

Ce zic băieții
deștepți din
energie?



SUMAR EXECUTIV

Să spui astăzi că România se va confrunta în curând cu problema unei cereri prea mici de energie electrică, într-un moment în care agenda publică este dominată de teama unui blackout, de importurile de energie scumpă și de discursul despre politicile energetice care ar fi împins țara în pragul dezastrului, poate părea o nebunie. Și totuși, agenda emoțională nu poate deveni agenda rațională a României.

Transformarea energiei într-o temă de confruntare politică, exploatarea fricii și reducerea unei industrii întregi la imaginea „băieților deștepți” nu pot ține loc nici de strategie energetică, nici de strategie de competitivitate.

România are, în realitate, două probleme energetice care par să se contrazică. În câteva zeci sau sute de ore pe an, sistemul poate rămâne fără suficientă putere disponibilă. În alte mii de ore, producția regenerabilă riscă să depășească cererea capabilă să o absoarbă. Prima problemă produce panică și prețuri foarte mari. A doua erodează lent prețurile de captare, veniturile producătorilor și bancabilitatea proiectelor noi. Una este imediat vizibilă. Cealaltă va modela piața până în 2030.

***“Matematic, ne îndreptăm spre un zid pe care discursul public încă nu îl vede.
România construiește energie mai repede decât construiește cerere pentru ea.***

Dacă proiectele aflate acum în implementare ajung în piață, în 2028 România va avea semnificativ mai multă energie regenerabilă, suficientă stocare pentru a muta o parte importantă a surplusului de la prânz către seară și mai multă capacitate pe gaz pentru orele critice. Nu vom avea însă automat un sistem echilibrat. Bateriile pot muta energia între ore, dar nu pot crea cerere și nu pot compensa economic perioade îndelungate în care producția regenerabilă este redusă.

Noile reactoare nucleare nu pot rezolva tensiunile acestui deceniu, din simplul motiv că nu vor exista încă. Necesitatea lor trebuie judecată în arhitectura sistemului de după 2035. Până atunci, întrebarea urgentă nu este ce altă capacitate de producție putem anunța, ci cine va consuma energia pe care o construim deja și cine va susține sistemul atunci când soarele, vântul și apa lipsesc simultan.

O parte importantă a răspunsului se află în electrificarea economiei. Centrele de date, mobilitatea electrică, încălzirea și răcirea sunt printre marile surse de cerere ale economiei moderne. Agricultură și industria alimentară pot veni din urmă. Fructele, legumele și furajele așteaptă, într-un fel, la rând pentru a deveni bateria vie a unei economii electrificate.

Energia ieftină nu trebuie stocată numai în baterii. Ea poate fi transformată în apă pompată, temperatură controlată, date procesate, kilometri electrici sau produse agricole cu valoare adăugată. Serele, agricultura controlată, irigațiile, depozitarea frigorifică și procesarea alimentară pot utiliza electricitatea în orele în care sistemul o produce din abundență. Nu sunt simple forme noi de consum, ci mecanisme prin care surplusul electric poate deveni producție locală și valoare economică.

Fără electrificarea accelerată a Europei, însă, avantajul energiei regenerabile ieftine nu se va transforma pe deplin în competitivitate. Putem construi capacități de producție, rețele și baterii, dar dacă cererea de electricitate rămâne în urmă, energia verde și ieftină riscă să rămână mai degrabă o promisiune decât un avantaj economic.

Electricitatea reprezintă astăzi doar aproximativ 20% din consumul final de energie la nivel global. Până în 2035, ponderea sa ar putea urca spre 26–36%, în funcție de ritmul tranziției. Creșterea nu va veni doar din centrele de date. Mobilitatea, încălzirea, răcirea și procesele industriale mută treptat consumul de la combustibili către electricitate.

Free to grow

20%

electricitate în consumul final global, azi

26–36%

pondere estimată până în 2035

Pentru România, oportunitatea nu este doar să producă mai multă energie. Este să atragă și să dezvolte activitățile care o pot transforma în produse, servicii și competitivitate. Într-o piață cu tot mai multe ore de energie abundentă, câștigătorii nu vor fi neapărat cei care produc cel mai mult, ci economiile care vor ști să consume inteligent atunci când energia este disponibilă și ieftină. Altfel, riscăm să construim infrastructura energetică a viitorului pentru o economie care nu a învățat încă să o folosească.

Notă privind unitățile de măsură. În acest material, **MW/GW** exprimă puterea, respectiv nivelul producției, consumului, importului sau exportului la un moment dat ori ca medie pe un interval. **MWh/GWh** exprimă cantitatea de energie produsă, consumată, importată, exportată sau stocată pe parcursul unui interval de timp. Pentru un interval de exact o oră, valorile numerice coincid: o putere medie de 1 GW menținută timp de o oră corespunde unei energii de 1 GWh.

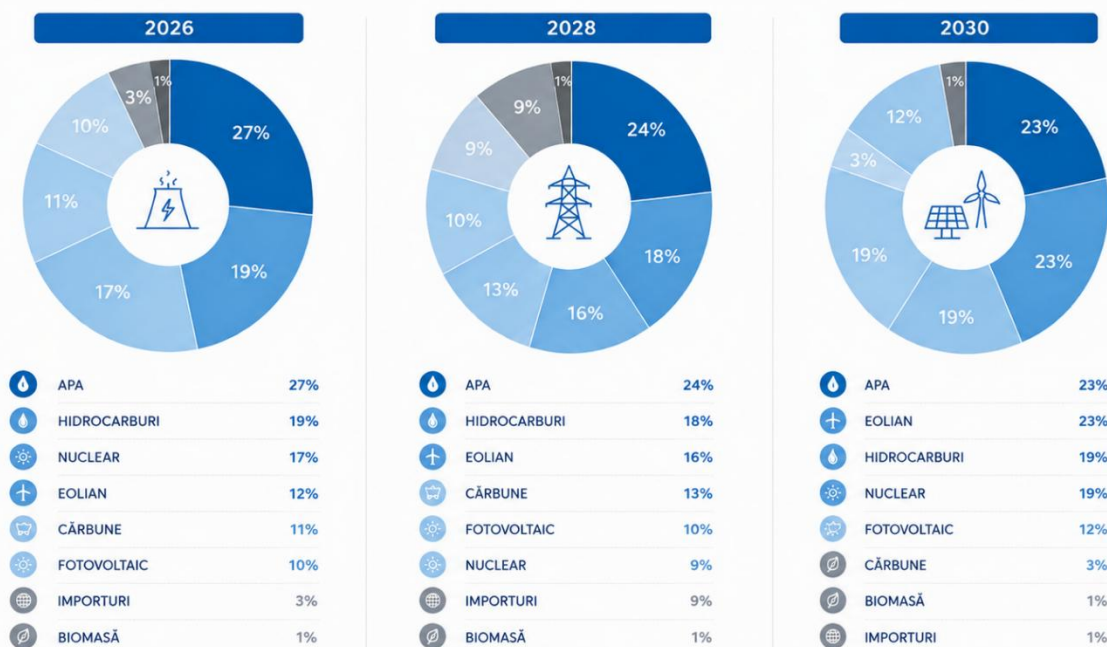
ROMÂNIA VA PRODUCE MAI MULTĂ ENERGIE. CINE O VA CONSUMA?

România are un mix electric cu emisii relativ reduse, bazat pe hidroenergie, nuclear, gaze naturale, eolian și, într-o măsură tot mai mare, solar. În următorii ani, creșterea susținută a producției solare și eoliene, împreună cu dezvoltarea stocării, va permite transferarea unei părți mai mari a energiei către orele de consum ridicat. Această evoluție va compensa parțial reducerea temporară a producției nucleare în perioada 2027–2029 și volatilitatea producției hidro. Producția pe gaz va scădea treptat ca volum, păstrând însă un rol esențial în echilibrarea sistemului și în orele de stres.

Cu cât energia regenerabilă devine mai ieftină și mai abundentă, cu atât flexibilitatea devine mai valoroasă. Solarul și eolianul reduc prețurile în orele în care produc, dar nu înlocuiesc capacitatea necesară în orele în care lipsesc.

STRUCTURA ENERGIEI DISPONIBILE ÎN SISTEM

Evoluție 2026 – 2030



Sursa: Estimări TDP Partners

Free to grow

myHive S-Park - Strada Tipografilor 11-15, București

office@tdppartners.ro - www.tdppartners.ro

EVOLUȚIE CONSUM ȘI PRODUCȚIE

TWh (terawați-oră) = miliarde kWh



PRODUCȚIE

2025-2030
+8.04 TWh
(+16.11%)



CONSUM

2025-2030
+2.27 TWh
(+4.04%)



BALANȚĂ

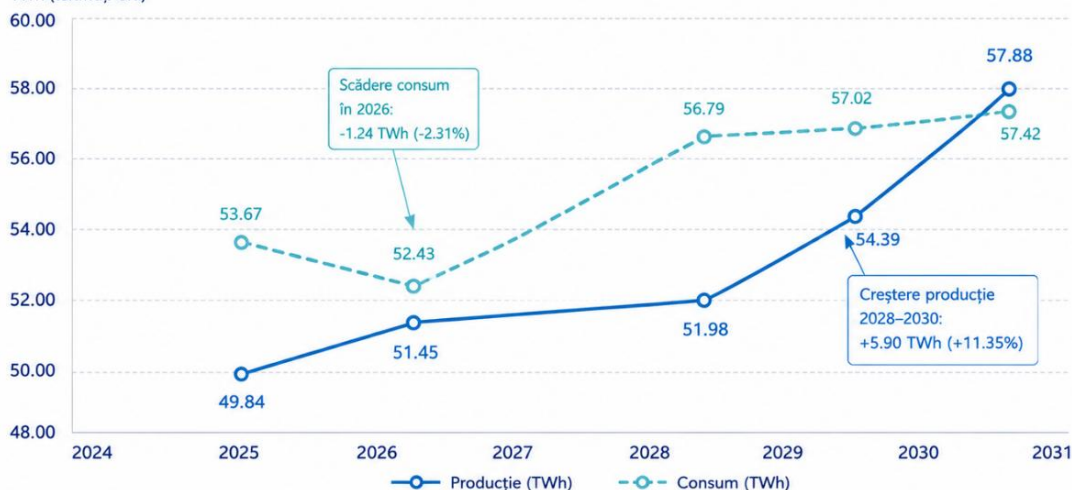
2025: -3.83 TWh
2030: +0.46 TWh
(producție - consum)



VÂRF CONSUM

2030: 57.42 TWh

TWh (terawați-oră)



DIFERENȚĂ (Producție - Consum)

TWh	
2025	-3.83
2026	-0.98
2027	-0.05
2028	-4.81
2029	-2.63
2030	+0.46

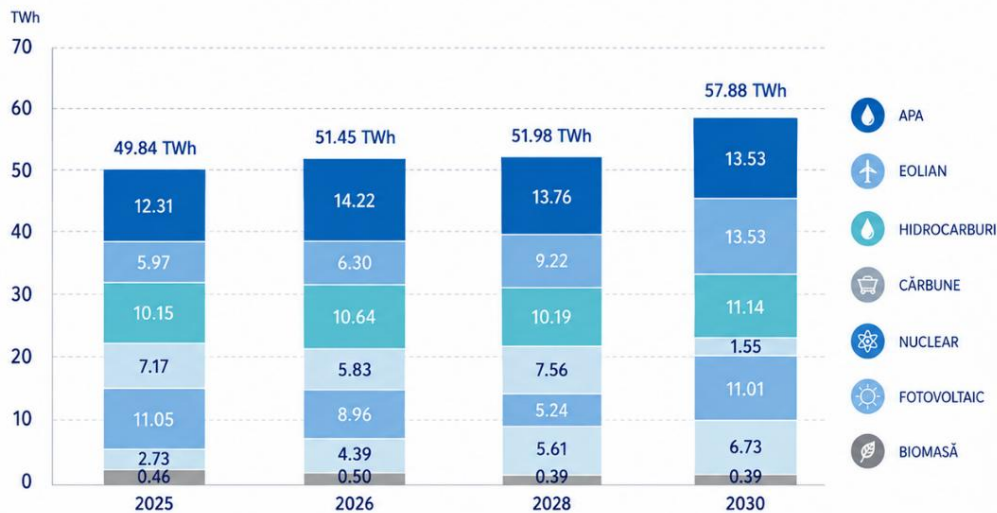
(-) = consum mai mare decât producția
(+) = producție mai mare decât consumul

Sursa: Estimări TDP Partners

Notă: diferențele de total sunt datorate rotunjirilor.

EVOLUȚIA PRODUCȚIEI DIN PRINCIPALELE SURSE DE ENERGIE

TWh (terawați-oră) = miliarde kWh



BALANȚĂ IMPORT/EXPORT (TWh) (+ import net / - export net)	2025: +3.83 TWh (import)	2026: +0.98 TWh (import)	2028: +4.81 TWh (import)	2030: -0.46 TWh (export net)
--	-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------	---------------------------------

Sursa: Estimări TDP Partners

Notă: diferențele de total sunt datorate rotunjirilor.

SCHIMBĂRI 2025 - 2030

TWh	Δ %
FOTOVOLTAIC 2.73 → 6.73 TWh	+146%
EOLIAN 5.97 → 13.53 TWh	+126%
APA 12.31 → 13.53 TWh	+10%
HIDROCARBURI 10.15 → 11.14 TWh	+10%
NUCLEAR 11.05 → 11.01 TWh	0%
CĂRBUNE 7.17 → 1.55 TWh	-78%
BIOMASĂ 0.46 → 0.39 TWh	-14%

Chiar dacă evoluția sistemelor de stocare (2-3 GW/6.500 MWh în 2028, 4-5 GW/11.000 MWh în 2030) va rezolva problema stocării intraday, mutând până la 80% din surplusul din timpul zilei seara, în România există două momente de stres care nu pot fi rezolvate prin baterii, deoarece investițiile necesare pentru a atinge capacități de stocare care să acopere deficite de ordinul săptămânii sunt complet nefezabile economic.

Free to grow

myHive S-Park - Strada Tipografilor 11-15, București

office@tdppartners.ro - www.tdppartners.ro

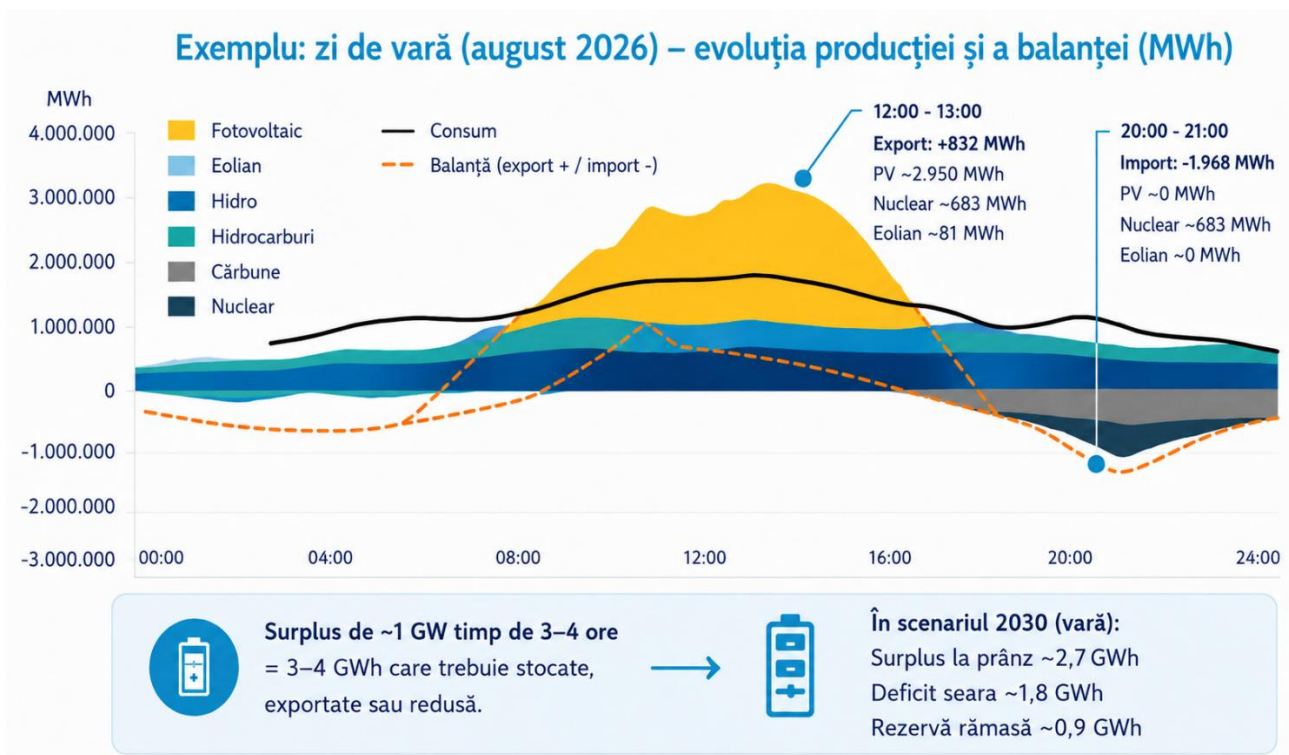
CÂND APAR MOMENTELE DE CRIZĂ ÎN SISTEMUL ENERGETIC?

România nu are o problemă permanentă de deficit de energie. Presiunea se concentrează într-un număr relativ redus de ore, când consumul ridicat se suprapune peste producția regenerabilă scăzută sau peste indisponibilitatea unor capacități importante. Aceste episoade apar mai ales vara și iarna, însă din motive diferite și cu implicații diferite pentru investițiile de care sistemul va avea nevoie.

VARA

Vara, săptămânile foarte calde și secetoase aduc o combinație dificilă. Producția hidro scade, consumul crește odată cu necesarul de răcire industrială și rezidențială, iar vântul poate lipsi pentru perioade îndelungate. Dacă peste acestea se suprapune și indisponibilitatea unei părți din producția nucleară, sistemul pierde rapid o parte importantă din producția sa stabilă. Cele două unități de la Cernavodă înseamnă împreună aproximativ 1,4 GW, iar în 2026 au existat perioade în care ambele au fost simultan indisponibile.

Vara are însă și un avantaj important. Este sezonul în care fotovoltaicul produce cel mai mult, iar România începe deja să înregistreze surplusuri semnificative în mijlocul zilei. Fenomenul nu este însă limitat strict la lunile de vară. Într-o oră din aprilie 2026, excedentul a depășit 1,6 GWh, iar în mai, chiar în absența producției nucleare, sistemul a înregistrat într-o oră analizată un surplus de peste 700 MWh. Surplusul nu mai este, prin urmare, un fenomen rezervat zilelor ideale, în care toate sursele produc simultan. El poate apărea și atunci când sistemul se află sub presiune.



August 2026 arată foarte bine cât de repede se poate schimba situația în interiorul aceleiași zile. Raportat la intervalele orare analizate, la prânz România a exportat 832 MWh, deși Cernavodă a produs aproximativ 683 MWh, iar eolianul doar 81 MWh. Fотовoltaicul a livrat aproape 3 GWh. Câteva ore mai târziu, după dispariția producției solare, România a importat aproape 2 GWh. Diferența dintre cele două solduri a fost astfel de aproximativ 2,8 GWh. Importul de seară este cu atât mai relevant cu cât apare după ce resursele interne flexibile au reacționat deja: hidro a produs aproximativ 1,62 GWh, hidrocarburi 1,38 GWh, cărbunele peste 0,9 GWh, iar bateriile au injectat aproape 0,5 GWh. Chiar și așa, deficitul rămas a fost de aproape 2 GWh. Dacă ar fi lipsit și cei 683 MWh produși de Cernavodă, necesarul de import s-ar fi apropiat de 2,7 GWh.

Vara lui 2026 a arătat cât de ușor poate sistemul să se apropie de pragul de import de 3.000 MW (echivalent 3.000 MWh pe durata orei analizate). Cu un singur reactor funcțional, necesarul de import a ajuns aproape de 2.000 MW, iar în scenariul cu ambele reactoare indisponibile a urcat spre 2.300 MW. Pe termen scurt, sistemul compensează prin mobilizarea suplimentară a producției pe gaz și cărbune, utilizarea rezervelor strategice disponibile și, în anumite perioade, printr-un nivel mai redus al consumului.

Până în 2030, dezvoltarea stocării poate schimba semnificativ această balanță: într-un scenariu de vară, surplusul de prânz de aproximativ 2.700 MWh poate acoperi deficitul de seară de circa 1.800 MWh, reducând importul aproape de zero și lăsând aproximativ 900 MWh în rezervă. Această rezervă, împreună cu marja rămasă de import, oferă sistemului suficient spațiu pentru a absorbi inclusiv un șoc major, precum indisponibilitatea Cernavodă, fără depășirea pragului critic.

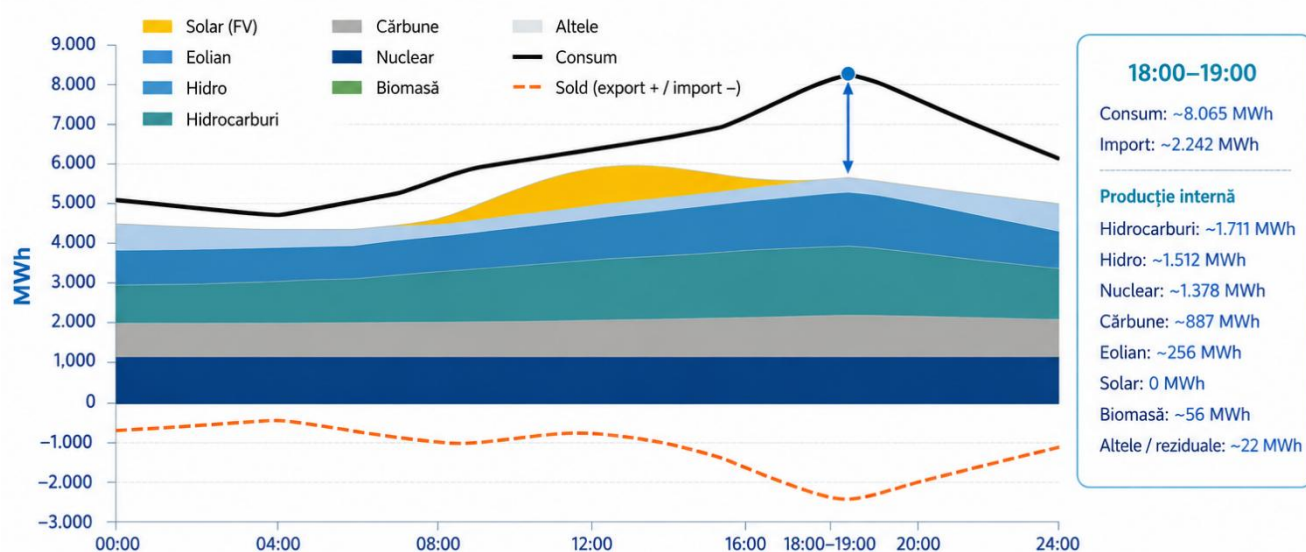
Limita apare atunci când perioadele nefavorabile persistă. Câteva zile consecutive cu debite hidro reduse, vânt slab și consum foarte ridicat pot diminua energia disponibilă pentru reîncărcare. Gazul va continua din acest motiv să aibă un rol în sistem, chiar dacă va funcționa din ce în ce mai puține ore pe măsură ce cresc capacitățile fotovoltaice și de stocare. Nevoia sa poate scădea considerabil, fără să dispară însă înainte ca România să adauge suficiente capacități noi de producție fermă, în special nucleare. Analiza TDP Partners a orelor reale de stres din vara anului 2026 și scenariul complet pentru 2030 sunt prezentate în Anexa 1.

IARNA

Iarna pune o problemă diferită și, în anumite condiții, mai dificilă. Fotovoltaicul produce mult mai puțin, iar vârful de consum de seară vine după ce producția solară a dispărut aproape complet. Vântul și debitele hidro sunt în general mai favorabile decât într-o vară secetoasă, dar nu sunt garantate. Câteva zile foarte reci și fără vânt pot găsi astfel sistemul cu o cerere ridicată și cu mult mai puțină energie regenerabilă disponibilă.

Exemplu: seară de iarnă (ianuarie 2025) – profilul unui episod de stres (MWh)

Profil intraday ilustrativ calibrat la valorile exacte de la prânz și 18:00–19:00 raportate în Anexa 1.



În scenariul 2030 (iarnă):
Excedent la prânz ~0,85 GWh
(mult mai mic decât vara)



Bateriile pot reduce importurile, dar nu pot înlocui energia din surse fosile în episoadele lungi de frig și cu vânt redus.



În scenariul 2030 (iarnă):

Excedent la prânz ~0,85 GWh
Deficit de seară ~0,66 GWh
Deficitul de seară poate fi acoperit din stocare.

Free to grow

Iarna 2025-2026 oferă un reper relevant. În ora de stres analizată, consumul a ajuns la 8,1 GW, iar România importa aproximativ 2,24 GW. În același timp, hidrocarburile produceau circa 1,7 GW, hidro 1,5 GW, nuclearul aproape 1,4 GW, iar cărbunele aproape 0,9 GW. Deficitul apărea, așadar, într-un sistem în care o mare parte din producția controlabilă era deja mobilizată. Situația nu a fost izolată, deoarece în aceeași lună au existat 34 de ore de seară cu un profil asemănător.

Electrificarea economiei va accentua presiunea tocmai în aceste ore. Pompele de căldură consumă mai mult când temperaturile sunt foarte scăzute, iar autoturismele electrice pot adăuga o cerere semnificativă în orele de seară. Centrele de date introduc, în schimb, un consum relativ constant pe tot parcursul zilei. În scenariul nostru pentru 2030, cele trei categorii adaugă împreună aproximativ 960 MWh în ora critică de seară, dintre care circa 750 MWh provin din încărcarea vehiculelor electrice, 120 MWh din pompele de căldură și 90 MWh din centrele de date. Suprapus peste configurația observată în ianuarie 2025, acest consum suplimentar ar ridica necesarul teoretic de import de la aproximativ 2,24 GWh la 3,2 GWh.

Ianuarie 2025 a confirmat același tipar ca vara. În ora de stres analizată, necesarul de import a ajuns la aproximativ 2.240 MWh, aproape de pragul de 3.000 MWh, iar o structură similară s-a repetat în 34 de ore doar în ianuarie. Până în 2030, chiar și cu consumul suplimentar adus de pompele de căldură, mașinile electrice și centrele de date, investițiile în regenerabile și stocare pot reduce necesarul de import de seară la aproximativ 600–1.600 MWh, la o distanță confortabilă de limita critică. Analiza TDP Partners a orelor reale de stres din ianuarie 2025 și scenariul complet pentru 2030 sunt prezentate în Anexa 1.

Cele două sezoane cer, din acest motiv, răspunsuri diferite. Vara, România are în primul rând nevoie de flexibilitate pentru a muta volume tot mai mari de energie solară de la prânz către seară. Iarna, în perioadele cele mai dificile, problema poate deveni una de adecvare, respectiv existența unei puteri suficiente care să poată fi livrată indiferent de vreme.

În prezent, estimăm că perioadele de stres pot însuma aproximativ 50–200 de ore într-o vară dificilă și 20–50 de ore iarna.

Importurile pot acoperi în general aceste episoade, ceea ce face ca problema să pară gestionabilă. Din perspectivă economică, tocmai numărul redus de ore o face însă dificilă.

Pe măsură ce regenerabilele și bateriile cresc, centralele convenționale vor fi solicitate să producă tot mai rar.

Momentele de criză energetică în România

 Vara, în cifre (astăzi)	 Iarna, în cifre (astăzi)	De ce apar aceste episoade?
 Ore de stres estimate 50 – 200 ore / an momente cu risc ridicat vara	 Ore de stres estimate 20 – 50 ore / an momente cu risc ridicat iarna	 Vara: apă mai puțină, cerere mai mare Seceta reduce producția hidro exact când consumul crește pentru răcire industrială și rezidențială.
 Amplitudinea tipică 2 – 3 GW în câteva ore de la surplus la deficit seara	 Import tipic în orele critice 2 – 2,5 GW în episoade de frig sever și vânt slab	 Vântul poate lipsi Există perioade fără vânt atât vara, cât și iarna.
 Surplus de prânz deja observat >1,6 GW (aprilie 2026) >700 MW (mai 2026, fără nuclear)	 34 de ore similare în ianuarie 2025 cu profil de seară stresată	 Nuclearul poate fi indisponibil Până la 1,4 GW poate ieși din sistem odată (cele 2 unități Cernavodă).
 Import de seară observat ~2 GW (august 2026) fără nuclear: ~2,7 GW	 Electrificare până în 2030 +960 MW în ora critică de seară (VE ~750 MW, pompe căldură ~120 MW, centre de date ~90 MW)	 Iarna: frigul amplifică cererea Pompele de căldură, vehiculele electrice și centrele de date cresc consumul exact în zilele cele mai reci.

Sistemul poate avea însă nevoie de ele exact în acele câteva zeci de ore în care producția regenerabilă este redusă, bateriile nu mai au suficientă energie, iar importurile sunt limitate sau scumpe. Valoarea lor pentru securitatea energetică poate rămâne ridicată chiar dacă veniturile obținute din vânzarea energiei scad. Aceasta este una dintre problemele economice încă nerezolvate ale următorului deceniu. Piața remunerează în principal energia livrată, în timp ce sistemul are nevoie și de disponibilitate. România poate avea suficientă energie într-un an normal și, în același timp, insuficientă putere exact în orele care contează.

Free to grow

CE SE ÎNTÂMPLĂ CÂND PRODUCȚIA DEPĂȘEȘTE CONSUMUL?

Europa a intrat deja într-o fază în care creșterea regenerabilelor nu mai reduce uniform prețurile, ci le redistribuie între ore. În 2025, sursele regenerabile au asigurat 50% din producția de electricitate a Uniunii Europene, iar producția solară a crescut cu încă 41 TWh. În același timp, amplitudinea zilnică a prețurilor angro a ajuns la aproximativ de cinci ori nivelul din 2020. Solarul comprimă prețurile în timpul zilei, iar reducerea producției la apus readuce în piață gazul și celelalte capacități flexibile.

Prețurile negative au reprezentat aproximativ 6% din orele anului în Franța, Germania, Țările de Jos și Spania. Frecvența lor s-a dublat în Spania, a crescut cu 45% în Franța și cu aproximativ 25% în Germania și Țările de Jos. Evoluția nu a fost însă uniformă. Finlanda și Suedia au redus numărul orelor negative printr-o combinație de stocare, integrare transfrontalieră, producție mai sensibilă la preț și consum flexibil. În Finlanda, electrificarea termoficării a ridicat consumul de electricitate al sectorului de la 1,5 TWh la 2,6 TWh într-un singur an.

România începe să vadă aceeași dinamică. În aprilie 2026, surplusul sistemului a depășit 1,6 GW într-o oră, iar 15 ore din aceeași lună au atins sau depășit un asemenea nivel. În mai, chiar într-o perioadă fără producție nucleară și cu eolian redus, sistemul a rămas în surplus cu aproximativ 700 MW. Excedentul nu mai apare doar atunci când toate sursele produc simultan, ci și în configurații în care o parte importantă a sistemului este deja sub presiune. Un surplus de 1 GW care se menține trei sau patru ore înseamnă 3–4 GWh care trebuie exportați, reduși sau transferați către alte intervale.

Supraproducția nu este o consecință inevitabilă a investițiilor în energie regenerabilă, ci apare atunci când producția se dezvoltă mai repede decât rețeaua, stocarea și consumul flexibil. Aceeași capacitate solară poate eroda veniturile producătorilor într-o piață rigidă sau poate furniza energie competitivă industriei într-o piață capabilă să mute consumul către orele cu producție abundentă.

În România, această capacitate de absorbție ar putea crește rapid în următorii ani. În scenariul nostru, capacitatea ajustată de stocare ajunge de la aproximativ 3,4 GWh în 2026 la peste 11 GWh în 2030. Dacă presupunem o fereastră medie de patru ore de încărcare, capacitatea teoretică de absorbție orară crește de la aproximativ 0,8 GWh la aproape 2,8 GWh.

3,4 → 11 GWh

capacitate de stocare ajustată, 2026 → 2030

0,8 → 2,8 GWh

capacitate teoretică de absorbție orară

Această evoluție schimbă treptat și economia bateriilor. Spread-urile mari dintre orele de prânz și cele de seară creează astăzi oportunitatea de arbitraj, dar tocmai investițiile atrase de aceste diferențe vor începe să le reducă. Pe măsură ce tot mai multă energie este mutată între ore, prețurile foarte joase din timpul zilei și cele ridicate de seară tind să se apropie. Pentru dezvoltatori, proiectele expuse direct pieței trebuie evaluate prin prețul efectiv obținut de tehnologia respectivă și prin raportul acestuia față de prețul mediu al pieței, nu doar printr-o prognoză anuală generală. Un proiect solar poate funcționa într-o piață cu un preț mediu aparent atractiv și, în același timp, să vândă cea mai mare parte a producției exact în orele cu cele mai mici prețuri.

Pentru baterii, diferențele dintre ore rămân sursa principală de valoare, dar nu pot fi tratate ca o constantă. Pentru finanțatori, calitatea proiectului va depinde tot mai mult de amplasare, profilul producției, strategia de vânzare și alocarea contractuală a riscurilor de preț, profil și dezechilibru. Pe măsură ce piața se maturizează, întrebarea nu mai este doar câtă energie regenerabilă poate produce România, ci cât din această energie poate fi absorbită și mutată fără să își distrugă propria valoare.

Cine plătește pentru 1 GW care poate fi necesar doar câteva zeci de ore pe an, dar care trebuie să fie disponibil în toate cele 8.760?

DE CE SUNTEM SIGURI CĂ PRODUCȚIA VA CREȘTE?

Certitudinea nu vine din anunțurile de capacitate, ci din pașii care leagă direct proiectele de venituri, finanțare și execuție. Dincolo de volumul proiectelor anunțate, patru semnale arată că o parte relevantă a acestora începe deja să se transforme în capacitate care poate fi construită.

1. Mecanismul CfD

Primul este mecanismul CfD, care reduce unul dintre cele mai importante riscuri pentru finanțarea unui proiect regenerabil, volatilitatea veniturilor. Primele două licitații din România au atribuit aproximativ 4,2 GW de capacitate eoliană și fotovoltaică prin contracte pe 15 ani, peste ținta inițială de 3,5 GW. Pentru finanțatori, diferența este importantă. Un proiect cu CfD are o vizibilitate mult mai bună asupra veniturilor și un reper de preț în raport cu care poate fi evaluată inclusiv partea de producție rămasă expusă pieței. O parte relevantă a noilor capacități a trecut astfel de la intenția de investiție la un cadru contractual care poate susține finanțarea pe termen lung.

2. Maturizarea administrativă și financiară

Al doilea semnal vine din maturizarea administrativă și financiară a proiectelor. Diferența dintre un ATR și un proiect care a avansat către autorizare și construcție devine tot mai relevantă într-o piață în care simpla rezervare a capacității de rețea nu mai este suficientă. Noile cerințe privind garanțiile introduc un cost real al menținerii proiectelor în portofoliul de dezvoltare și ar trebui să accelereze separarea proiectelor finanțabile de cele care nu vor ajunge la execuție. Ne așteptăm ca acest proces să reducă volumul ATR-urilor active cu aproximativ 15 GW pe an în 2027 și 2028, pe măsură ce proiectele fără capital sau fără perspective reale de implementare ies din sistem.

3. Transferul proiectelor către investitori

Al treilea semnal este transferul proiectelor către investitori capabili să finanțeze construcția. Piața traversează o perioadă intensă de tranzacții, cu aproximativ 5 GW de proiecte eoliene, de stocare independentă și hibride aflate în procese de achiziție sau transfer către producători de energie și dezvoltatori cu resurse financiare mai solide. Aceste tranzacții nu garantează construcția fiecărui MW, dar cresc probabilitatea ca proiectele mature să ajungă în execuție. În același timp, disponibilitatea finanțărilor pentru perioada de construcție reduce distanța dintre dezvoltarea unui proiect și momentul în care acesta poate accesa finanțare pe termen lung.

4. Stocarea

Al patrulea semnal este stocarea. Schemele de sprijin dedicate ar putea aduce aproximativ 2 GWh de baterii amplasate împreună cu capacități regenerabile și încă aproximativ 4 GWh de stocare independentă. Finanțarea bateriilor începe, la rândul ei, să se maturizeze. Granturile sunt completate treptat de credite și instrumente de partajare a riscului, iar finanțatorii acordă tot mai multă atenție diversificării veniturilor, protecției în scenarii nefavorabile și ipotezelor de operare. Valoarea unei baterii nu va fi judecată doar prin randamentul proiectului luat separat, ci și prin capacitatea sa de a îmbunătăți profilul veniturilor și finanțabilitatea unui portofoliu mai larg.

Luată împreună, CfD-urile, cerințele mai stricte de autorizare și garantare, transferul către investitori cu resurse pentru execuție și dezvoltarea stocării sugerează că maturizarea portofoliului de proiecte nu mai este doar o ipoteză. Nu toată capacitatea anunțată va fi construită, iar o parte importantă va dispărea pe măsură ce proiectele sunt filtrate. Tocmai această selecție face însă capacitatea rămasă mai credibilă. Riscul relevant începe astfel să se deplaseze.

Free to grow

Concluzie

România riscă o criză de consum înaintea crizei de producție

În ritmul actual de creștere a capacităților de producție, până în 2030 România poate ajunge mai degrabă la o criză de consum decât la una de producție. Problema nu va fi lipsa energiei la nivel anual, ci existența unei cereri suficient de mari și suficient de adaptabile pentru a absorbi energia în orele în care aceasta este disponibilă. Creșterea consumului de electricitate trebuie, din acest motiv, să devină o prioritate a politicilor publice naționale și europene.

Analiza orelor de stres arată însă că această concluzie nu înseamnă dispariția riscurilor de adecvare. Vara lui 2026 a demonstrat cât de ușor se poate apropia sistemul de pragul de import de 3.000 MW. Cu un singur reactor funcțional, necesarul de import a ajuns aproape de 2.000 MW, iar în intervalul analizat cu ambele reactoare indisponibile a urcat spre 2.300 MW. Pe termen scurt, sistemul poate compensa prin mobilizarea suplimentară a producției pe gaz și cărbune, utilizarea rezervelor strategice disponibile și, în anumite perioade, printr-un nivel mai redus al consumului. Până în 2030, dezvoltarea stocării poate schimba semnificativ această balanță: într-un scenariu de vară, aproximativ 2.700 MWh disponibili la prânz pot acoperi deficitul de seară de circa 1.800 MWh, reducând importul aproape de zero și lăsând aproximativ 900 MWh în rezervă. Împreună cu marja rămasă de import, această rezervă mărește capacitatea sistemului de a absorbi inclusiv șocuri majore de producție.

Iarna confirmă aceeași vulnerabilitate, dar într-o configurație diferită. În ianuarie 2025, necesarul de import din ora de stres analizată a ajuns la aproximativ 2.200 MWh, iar un profil asemănător s-a repetat în 34 de ore de seară în aceeași lună. Până în 2030, chiar după includerea consumului suplimentar provenit din pompe de căldură, vehicule electrice și centre de date, investițiile în regenerabile și stocare pot reduce necesarul de import de seară la aproximativ 1.600 MWh înainte de utilizarea energiei stocate și spre 600–700 MWh atunci când surplusul acumulat la prânz este transferat către ora de vârf. Sistemul câștigă astfel o marjă de siguranță semnificativ mai mare față de pragul critic.

Cele două scenarii arată aceeași evoluție din direcții diferite: România poate avea simultan ore în care puterea disponibilă este critică și alte ore în care produce mai multă energie decât poate absorbi eficient. De aceea, soluția nu este doar construirea de noi capacități de producție, ci dezvoltarea simultană a flexibilității și a unei cereri capabile să urmărească mai bine profilul producției.

Electrificarea încălzirii și a transportului, centrele de date, serele electrice, procesele industriale electrificate și producția de hidrogen sau combustibili obținuți cu ajutorul electricității pot crea această cerere. Important nu este doar cât consum nou apare, ci și profilul său. Consumul care poate fi mutat către orele cu producție abundentă contribuie direct la echilibrarea sistemului și valorifică energia care altfel ar fi exportată la preț redus sau ar necesita limitarea producției.

România are un avantaj suplimentar prin diversitatea surselor de producție. Nuclearul, hidroenergia, gazul, eolianul și fotovoltaicul pot crea împreună o bază energetică mai robustă decât cea a multor piețe dependente de una sau două tehnologii. Dacă dezvoltarea unor noi sectoare industriale este corelată cu profilul acestei producții, energia poate deveni un avantaj competitiv, nu doar o marfă.

Aceasta este oportunitatea mai mare a următorilor ani. Într-o perioadă de reconfigurare a industriei și a fluxurilor globale de capital, România poate folosi energia disponibilă pentru a atrage activități care au nevoie de electricitate competitivă și își pot adapta consumul la profilul sistemului. Potrivirea curbei de consum cu cea de producție poate face simultan două lucruri care până acum au fost tratate separat: să echilibreze sistemul energetic și să creeze noi industrii competitive.

Anexa 1

Analiza TDP Partners a orelor de stres ale sistemului energetic Date reale 2025–2026 și scenarii 2030

1. Ore de stres și scenariul de vară

În perioada de vară, sistemul energetic poate fi analizat prin două tipuri relevante de scenarii de stres. Primul este unul care, în perspectiva anilor următori, poate deveni relativ frecvent: funcționarea Cernavodă cu un singur reactor disponibil. Al doilea este mai sever și, teoretic, mai rar: indisponibilitatea completă a producției nucleare.

Exemplele prezentate mai jos nu sunt construcții pur teoretice, ci ore reale de funcționare ale sistemului din august 2026, cu combinații efectiv observate de consum, producție regenerabilă, hidro, gaze, cărbune, stocare și schimburi externe. Tocmai de aceea, ele sunt utile ca reper: nu descriu situații imposibile sau extreme fabricate, ci configurații care au existat deja și care se pot repeta relativ ușor în condiții similare.

Scopul analizei este de a arăta cum se modifică balanța sistemului între surplusul de la prânz și deficitul de seară, inclusiv în condiții de stres nuclear și de variabilitate ridicată a producției regenerabile.

Surplusul de prânz vs. golul de seară — situația 1 reactor funcțional

Situația analizată: România, august 2026, într-o oră reală de prânz, într-un scenariu de stres al sistemului: Cernavodă funcționează doar la jumătate, iar producția eoliană este aproape inexistentă. Cu toate acestea, sistemul rămâne în surplus și exportă energie.

Interval	U.M.	Consum	Prod.	Nuclear	Eolian	Hidro	Hidroc.	Cărb.	Foto	Biom.	Stocare	Export
August – prânz (13:00-14:00)	MWh	5.325	6.157	683	81	633	863	788	2.948	54	43	832

Notă: valorile sunt exprimate în MWh, aferente intervalului orar indicat.

Vântul este practic absent, doar 81 MWh, ceea ce face scenariul și mai sever: surplusul nu apare într-o zi excepțională, în care toate regenerabilele produc simultan, ci într-un moment în care contribuția eoliană este aproape zero. Exportul de 832 MWh depășește chiar producția nucleară disponibilă de 683 MWh, un detaliu important, pentru că arată că, chiar dacă și producția nucleară rămasă ar fi dispărut în acel moment, sistemul ar fi rămas aproximativ în echilibru, cu un mic surplus. Cu alte cuvinte, nici Cernavodă la jumătate, nici vântul aproape zero nu elimină surplusul de prânz. Capacitatea de absorbție observată a bateriilor este însă încă mult prea mică pentru a prelua acest surplus și a-l transfera către seară: în intervalul 13:00–14:00, bateriile au absorbit doar 43 MWh, față de un excedent de aproximativ 875 MWh înainte de stocare, adică sub 5% din surplus, restul de 832 MWh fiind exportat.

Concluzia este că surplusul de prânz există deja chiar și într-un scenariu de stres, însă sistemul nu are încă suficientă capacitate pentru a-l transfera către orele de seară. Problema nu este apariția surplusului, ci capacitatea foarte redusă de a-l muta în timp.

Golul de seară

Situația analizată: România, august 2026, într-o oră reală de seară, după dispariția producției fotovoltaice. Față de prânz, situația sistemului se schimbă radical: surplusul dispare, iar România ajunge la un necesar important de import chiar și cu jumătate din Cernavodă în funcțiune.

Interval	U.M.	Consum	Prod.	Nuclear	Eolian	Apă	Hidroc.	Cărb.	Foto	Biom.	Stocare	Import
August – seara (20:00-21:00)	MWh	7.249	5.255	683	99	1.622	1.380	921	-	57	493	1.994

Dispariția fotovoltaicului schimbă complet balanța sistemului: la prânz existau aproape 2.950 MWh fotovoltaici și un surplus de peste 800 MWh, iar seara, odată ce producția fotovoltaică dispare, sistemul trece la un deficit de aproape 2.000 MWh. În doar câteva ore, România trece de la export la un necesar semnificativ de import. Sistemul compensează deja agresiv prin hidro, gaze și cărbune, hidro urcă la 1.622 MWh, hidrocarburile la 1.380 MWh, iar cărbunele la 921 MWh, ceea ce înseamnă că importul de aproape 2.000 MWh nu apare într-un sistem „relaxat”, ci într-un moment în care sursele convenționale și flexibile sunt deja puternic solicitate. Această compensare are însă limite și costuri: hidroenergia este o resursă finită și dependentă de disponibilitatea apei, mai ales în perioade de secetă, iar gazul și cărbunele pot susține vârful de seară, dar vin cu costuri de producție mai mari și, în cazul combustibililor fosili, cu emisii suplimentare. Cernavodă devine astfel critică pentru echilibrul de seară: chiar și cu 683 MWh nuclear disponibili, importurile ajung la 1.994 MWh, iar dacă și această producție ar dispărea, necesarul de import s-ar apropia de 2.700 MWh, foarte aproape de pragul de 3.000 MW echivalent cu 3.000 MWh pe durata unei ore. Stocarea injectează 493 MWh, dar nu reușește să mute suficient din surplusul de la prânz, o parte relevantă din energia de la prânz a fost exportată, iar câteva ore mai târziu România este nevoită să importe din nou.

Concluzia este că deficitul de seară apare chiar după ce sistemul mobilizează puternic hidro, gaze, cărbune și stocare. Asta arată că problema nu este doar lipsa de producție instantanee, ci incapacitatea de a transfera suficient din surplusul de prânz către vârful de seară.

Surplusul de prânz vs. golul de seară — situația fără reactoare funcționale

Situația analizată reprezintă un scenariu de stres sever al sistemului, în care Cernavodă este complet indisponibilă. Este o configurație mai rară decât funcționarea cu un singur reactor, dar perfect posibilă și relevantă pentru evaluarea rezilienței sistemului.

Valorile folosite provin din ore reale din august 2026, în care producția nucleară a fost zero. Analiza urmărește modul în care sistemul gestionează aceeași zi în două momente foarte diferite: prânzul, când fotovoltaicul poate susține un surplus, și seara, când producția solară dispare iar presiunea pe import crește puternic.

Interval	U.M.	Consum	Prod.	Nuclear	Eolian	Apă	Hidroc.	Cărb.	Foto	Biom.	Stocare	Imp/Exp
August – prânz (12:15–13:15)	MWh	4.176	4.663	0	195	322	941	585	2.544	54	19	487
August – seară (18:58–19:58)	MWh	6.529	4.308	0	328	1.703	1.242	633	186	56	157	2.220

Chiar și în aceste condiții, în vârful de producție solară din timpul zilei sistemul poate rămâne în surplus, ceea ce arată că lipsa nuclearului nu elimină automat excedentul de prânz. O parte din presiune este absorbită și printr-un consum mai redus, un profil plauzibil în august, o lună în care concediile, reviziile industriale și particularitățile sezoniere pot coborî cererea față de

alte perioade ale anului. Aportul eolian ajută în scenariul actual, dar nu poate fi considerat o garanție: vântul poate susține balanța într-o anumită oră, însă caracterul său variabil înseamnă că sistemul trebuie să rămână robust și în condiții cu producție eoliană mult mai slabă. Hidroenergia este, la rândul ei, menajată puternic în timpul zilei, tocmai pentru a păstra resursa disponibilă pentru orele de seară, când fotovoltaicul dispare și necesarul de producție flexibilă crește semnificativ, iar rezerva operațională suplimentară se găsește în principal în cărbune, care poate fi crescut strategic dacă balanța se deteriorează. În rest, scenariul arată că sistemul funcționează deja relativ aproape de pragul de import considerat critic, ceea ce limitează marja disponibilă în cazul apariției simultane a unor probleme suplimentare.

Export teoretic

Situația analizată: două ore reale din primăvara anului 2026, în două contexte complet diferite. Aprilie reprezintă o lună favorabilă pentru producție, în timp ce mai surprinde un scenariu de stres, cu Cernavodă indisponibilă. În ambele situații, sistemul ajunge totuși în surplus.

Interval	Nr. ore	U.M.	Consum	Prod.	Nuclear	Eolian	Apă	Hidro.	Cărb.	Foto	Biom.	Export
Aprilie – 13:00-14:00	15	MWh	5.133	6.737	1.396	400	744	1.356	1.344	1.444	46	1.604
Mai – 13:00-14:00	37	MWh	4.177	4.909	-	296	999	585	494	2.468	42	732

Aprilie arată dimensiunea maximă la care poate ajunge deja surplusul. În ora analizată, producția ajunge la aproximativ 6.737 MWh, față de un consum de aproximativ 5.133 MWh, rezultând un excedent de circa 1.604 MWh, iar în aprilie au existat 15 ore care au atins sau depășit un asemenea scenariu de surplus ridicat. Surplusul nu este însă doar rezultatul unei luni „perfecte”: mai 2026 este mult mai relevant din perspectiva rezilienței sistemului, pentru că Cernavodă nu produce deloc, iar eolianul este redus, la numai 296 MWh în ora analizată — și chiar și în aceste condiții, producția ajunge la 4.909 MWh, peste consumul de 4.177 MWh, rezultând un surplus de aproximativ 732 MWh. Asta schimbă semnificativ perspectiva asupra stocării: nu discutăm despre surplusuri care apar doar în condiții excepționale, când toate sursele produc simultan, ci despre surplusuri care apar și atunci când sistemul este sub presiune, inclusiv fără producție nucleară. La nivelul sistemului din 2026, surplusurile orare pot depăși deja 1.600 MWh, iar chiar dacă nu considerăm această valoare drept nivel permanent, un excedent de ordinul 1.000 MWh pentru mai multe ore consecutive este un scenariu perfect plauzibil. Dacă un asemenea surplus se menține 3–4 ore, vorbim de 3.000–4.000 MWh de energie care trebuie fie exportată, fie stocată, iar pentru a avea și o rezervă operațională rezonabilă, un necesar de ordinul 5.000 MWh de stocare apare deja ca un nivel de bază, nu ca un scenariu îndepărtat.

Concluzia este că datele din aprilie și mai arată că există deja „cererea” fizică pentru stocare. Aprilie demonstrează cât de mare poate deveni surplusul, iar mai demonstrează că surplusul persistă chiar într-un scenariu de criză, fără Cernavodă. Problema nu este dacă România va avea energie de stocat, ci cât de repede poate construi capacitatea necesară pentru a absorbi și muta aceste excedente.

Baterii disponibile

Tabelul arată capacitatea teoretică de absorbție a bateriilor, raportată la o fereastră medie estimată de 4h surplus în cursul zilei.

Indicator	U.M.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total capacitate ajustată – disponibilitate	MWh	19	1.711	3.371	4.998	6.592	9.000	11.358
Ore disponibile august	Ore	4	4	4	4	4	4	4

Indicator	U.M.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Putere medie teoretică de absorbție	MW	4	427	842	1.249	1.648	2.250	2.839

Este important ca această interpretare să fie privită ca teoretică, aproximativă și estimativă. Cele 4 ore reprezintă o durată medie de lucru pentru scenariu, nu o regulă fixă de funcționare a sistemului. Prin urmare, tabelul nu arată cât vor încărca efectiv bateriile în fiecare zi, ci cât ar putea absorbi, în medie, dacă surplusul s-ar menține timp de circa 4 ore și dacă întreaga capacitate de stocare ar fi disponibilă pentru încărcare.

Mesajul principal este că, pe măsură ce crește capacitatea totală de stocare, crește și capacitatea teoretică de a prelua surplusurile de la prânz și de a le muta către alte intervale ale zilei.

Previziuni – 2030 (scenariu de vară)

Tabelul prezintă scenariul estimat pentru o zi de vară din 2030, comparând prânzul (13:00–14:00), când producția fotovoltaică este foarte ridicată și sistemul ajunge în surplus, cu seara (20:00–21:00), când producția solară dispare, iar sistemul trece în deficit.

Interval	U.M.	Consum	Prod.	Nuclear	Eolian	Apă	Hidroc.	Cărb.	Foto	Biom.	Imp/Exp	Stocare
August – prânz (13:00-14:00)	MWh	6.143	7.475	1.252	933	1.053	1.098	164	4.339	36	(2.736)	2.736
August – seara (20:00-21:00)	MWh	7.291	5.466	1.257	1.056	1.654	1.281	182	-	38	1.824	(1.824)

Cărbunile este aproape dispărut din mix: sistemul se bazează în principal pe nuclear, hidro, gaze, eolian și fotovoltaic, ceea ce face flexibilitatea mult mai importantă. La prânz, în scenariul de bază există un excedent de aproximativ 2.700 MWh disponibil pentru stocare. Chiar și fără aportul Cernavodă, sistemul ar rămâne în surplus, deși la un nivel mai redus. Seara, situația se inversează: chiar într-un scenariu relativ favorabil, cu eolian de peste 1.000 MWh și hidro de peste 1.600 MWh, fără aportul Cernavodă necesarul de import s-ar apropia din nou de zona critică de 3.000 MW (echivalentul a 3.000 MWh în ora respectivă). Bateriile schimbă însă fundamental balanța. La prânz pot fi stocați aproximativ 2.700 MWh, iar pentru acoperirea deficitului de seară sunt necesari doar circa 1.800 MWh, astfel încât rezultatul este import zero în scenariul de bază. Mai rămâne și o rezervă de aproximativ 900 MWh în baterii, care ar putea acoperi aproape integral dispariția producției eoliene din scenariul de seară, iar chiar și în cazul opririi Cernavodă, sistemul ar putea absorbi aproximativ 1.200 MWh suplimentari de import pentru a compensa nuclearul și ar rămâne în continuare sub limita de 3.000 MWh.

Concluzia este că, în scenariul de bază pentru 2030, stocarea nu doar reduce importul, ci creează efectiv o rezervă de sistem. Energia excedentară de la prânz poate elimina importul de seară și, în același timp, lasă suficientă flexibilitate pentru șocuri suplimentare, precum lipsa vântului, indisponibilitatea nucleară sau variații ale consumului.

2. Orele de stres / scenariu de iarnă

Situația analizată: ianuarie 2025, una dintre perioadele de stres maxim pentru sistem, caracterizată prin consum ridicat, aport fotovoltaic redus și dependență mare de sursele dispecerizabile. Ora de seară prezentată nu reprezintă un vârf izolat: în cursul

lunii ianuarie există 34 de ore de seară cu o structură similară a balanței, ceea ce indică un tipar repetitiv de funcționare, nu o situație excepțională.

Perioadă	Ore similare	U.M.	Consum	Prod.	Apă	Eolian	Hidroc.	Cărb.	Nuclear	Foto	Biom.	Imp/Exp
Ianuarie 2025 prânz	62	MWh	6.603	6.031	1.068	348	1.580	790	1.335	838	58	570
Ianuarie 2025 seara	34	MWh	8.065	5.822	1.511	256	1.710	886	1.378	-	56	2.241

Ora analizată reprezintă un punct de stres maxim pentru sistem, cu un necesar de import de peste 2.200 MW, deja apropiat de pragul de 3.000 MW și cu o marjă de siguranță relativ redusă. Producția internă dispecerizabilă este deja puternic mobilizată: hidro funcționează la aproximativ 1.500 MW, iar hidrocarburile la peste 1.700 MW, în paralel cu un aport semnificativ din nuclear și cărbune. Stocarea nu oferă o soluție relevantă în acest profil de iarnă, deoarece în timpul zilei nu există un surplus de producție care să poată fi acumulat pentru vârful de seară, iar problema de fond rămâne aportul redus al regenerabilelor în aceste condiții. Eolianul este unul dintre puținele elemente care mai pot îmbunătăți natural balanța în acest scenariu, dar la numai circa 250 MW, contribuția sa este redusă. În astfel de perioade, sistemul nu își permite pierderea unei surse majore precum Cernavodă și nici o reducere semnificativă a disponibilității hidro, iar cărbunele rămâne esențial pentru securitatea alimentării și nu poate fi redus rapid fără a crește riscul sistemic.

Concluzia tehnică este că vârful de seară reprezintă punctul de stres maxim al sistemului de iarnă: consum ridicat, aport eolian redus, producție convențională și hidro deja puternic mobilizate și un necesar de import de peste 2,2 GW. În această configurație, menținerea alimentării depinde de disponibilitatea simultană a producției interne și a importului.

Previziuni aferente scenariului de iarnă

Previziunea de consum pentru scenariul de iarnă pornește de la ora de stres observată în ianuarie 2025 și adaugă doar câteva surse de consum suplimentar, într-un scenariu relativ conservator: pompe de căldură, centre de date și autoturisme electrice.

Categorie	U.M.	2030 – ora de prânz	2030 – ora de seară
Pompe de căldură – putere suplimentară	MW	150	150
Pompe de căldură – grad de utilizare simultană	%	60%	80%
Pompe de căldură – necesar simultan	MW	90	120
Centre de date – putere suplimentară	MW	100	100
Centre de date – grad de utilizare simultană	%	90%	90%
Centre de date – necesar simultan	MW	90	90
Autoturisme electrice noi	nr.	150.000	150.000
Putere de încărcare / autoturism	kW	50	50
Putere totală teoretică de încărcare EV	MW	7.500	7.500
Autoturisme electrice – încărcare simultană în ora de stres	%	8%	10%
Autoturisme electrice – necesar simultan	MW	600	750

Categorie	U.M.	2030 – ora de prânz	2030 – ora de seară
NECESAR SIMULTAN TOTAL	MW	780	960
NECESAR SIMULTAN TOTAL – O ORĂ	MWh	780	960

Creșterea consumului este naturală și incrementală: în scenariul prezentat, aceste trei categorii adaugă aproximativ 780 MWh în orele de zi și 960 MWh în orele de seară, chiar în intervalul de stres al sistemului. Cea mai mare contribuție vine din mobilitatea electrică: chiar presupunând că numai 10% dintre vehiculele electrice noi se încarcă simultan în ora critică, impactul ajunge la aproximativ 750 MWh, la care se adaugă aproximativ 120 MWh din pompe de căldură și 90 MWh din centrele de date. Aplicată peste structura observată în ianuarie 2025, creșterea este suficientă pentru a împinge necesarul de import peste pragul de 3.000 MWh: ora analizată avea deja un deficit de aproximativ 2.242 MWh, iar adăugarea celor circa 960 MWh din scenariul 2030 duce necesarul teoretic la aproximativ 3.200 MWh, dacă structura producției rămâne similară.

Aceasta este problema specifică iernii: orele de stres apar seara, când fotovoltaicul nu mai contribuie, iar sistemul nu beneficiază de surplusul de prânz caracteristic verii. Concluzia este că, într-un scenariu de consum rezonabil, fără ipoteze extreme, ora de stres din ianuarie poate necesita cu aproape 1.000 MW mai multă putere până în 2030. Dacă producția disponibilă nu crește corespunzător, stocarea și alte surse de flexibilitate devin necesare pentru a evita ca deficitul de seară să depășească capacitatea sigură de import a sistemului.

Previziuni – 2030 (scenariu de iarnă)

Situația analizată: scenariul aferent anului 2030, construit pornind de la profilul de iarnă și actualizat cu ipoteze privind creșterea consumului și investițiile suplimentare în capacități fotovoltaice, eoliene și de stocare. Tabelul arată cum se modifică balanța energetică într-o zi de iarnă din 2030, atât la prânz, când noile capacități regenerabile pot genera surplus, cât și seara, când fotovoltaicul dispare iar consumul rămâne ridicat.

Interval	U.M.	Consum	Prod.	Apă	Eolian	Hidroc.	Cărb.	Nuclear	Foto	Biom.	Imp/Exp	Stocare
Ianuarie 2030 prânz	MWh	7.383	8.336	1.651	1.930	1.814	182	1.351	1.356	49	(953)	953
Ianuarie 2030 seara	MWh	9.025	7.384	1.757	2.139	1.871	190	1.363	0	51	1.641	953

Investițiile suplimentare în eolian și fotovoltaic schimbă balanța de la prânz: în scenariul 2030, producția regenerabilă este suficient de ridicată pentru ca sistemul să treacă din deficit în surplus, iar sistemul își permite reducerea semnificativă a producției pe cărbune, chiar în condițiile în care consumul crește conform scenariului anterior. Rezultatul este un surplus de aproape 1.000 MWh la prânz, disponibil teoretic pentru stocare și utilizare ulterioară în orele de seară, iar scenariul păstrează și o marjă de flexibilitate: într-un scenariu rezonabil există spațiu pentru stocarea a până la aproximativ 1.000 MWh în intervalul de prânz.

Ora de stres

În ora de stres maxim, deși consumul a crescut conform prognozei, presiunea asupra sistemului scade. Necesarul de import este de aproximativ 1.600 MW, semnificativ sub nivelul critic observat în scenariul din 2025, iar marja de siguranță crește substanțial: față de aproximativ 800 MW marjă în 2025 până la pragul de 3.000 MW import, în scenariul 2030 rămân circa 1.400 MW. La aceasta se pot adăuga aproape 1.000 MWh stocați la prânz într-un scenariu rezonabil, ceea ce poate reduce necesarul efectiv de import de seară spre aproximativ 600 MW. Reducerea presiunii pe import creează flexibilitate operațională reală. Cu un necesar de numai aproximativ 600 MW, sistemul poate menaja mai bine hidrocarburile și apa din lacurile de acumulare, păstrând aceste resurse pentru perioade mai dificile. În plus, această rezervă suplimentară crește capacitatea sistemului de a absorbi inclusiv un șoc nuclear, fără a intra imediat în stres.

Într-o piață atât de complexă, adevărații „băieți deștepți” nu vor fi cei care controlează energia, ci cei care înțeleg sistemul și știu să transforme funcționarea lui în valoare economică.