



SECRETARIATUL GENERAL AL GUVERNULUI
DEPARTAMENTUL PENTRU RELAȚIA CU PARLAMENTUL

B-dul Primăverii nr. 22, sector 1, București, Tel: 0213143400 int.3000, Email: drparlament@gov.ro

**Nr. 9944, 9945, 9972, 9973, 9993, 9995, 9996,
9997, 9998, 9999, 10013, 10014, 10015
9927, 9951/DRP**

04-09-2026

66-8/416
08.03.2026

Către: Doamna Ramona-Ioana BRUYNSEELS
Secretar al Camerei Deputaților

Ref. la: Răspunsuri la întrebări/interpelări formulate de deputați

Stimată doamnă secretar,

Vă transmitem, alăturat, răspunsurile instituțiilor vizate cu privire la unele întrebări/interpelări formulate de deputați, potrivit tabelului anexat.

Cu deosebită considerație,

NINI SĂPUNARU

SECRETAR DE STAT

**MINISTERUL ENERGIEI****CABINET SECRETAR DE STAT**

MB. 5979 / DRP / 03.09.2026

Doamnei Cristina-Emanuela DASCĂLU, deputat**Stimată doamnă deputat,**

Referitor la întrebarea dumneavoastră, adresată Ministerului Energiei, înregistrată la Camera Deputaților cu nr. 5979A/12.08.2026, având ca obiect „*Oprirea Unităților 1 și 2 ale CNE Cernavodă, impactul asupra securității energetice a României, prețului energiei și capacității statului de a gestiona situațiile hidrologice extreme*”, vă comunicăm următoarele:

1. **“Care este situația tehnică exactă a Unității 1 și Unității 2 ale CNE Cernavodă la data de 12 august 2026 și care este puterea disponibilă efectiv din producția nucleară?”**

După cum este cunoscut, Unitățile 1 și 2 de la CNE Cernavodă au fost oprite controlat din cauza secetei și a debitelor scăzute ale Dunării în data de 28 iulie 2026, respectiv 13 august 2026, ponderea energiei electrice din surse nucleare în producția națională fiind în prezent zero.

2. **„Care este intervalul estimat pentru menținerea Unității 1 în stare de oprire ca urmare a nivelului Dunării?”**
3. **„Care este durata estimată pentru eventuala oprire a Unității 2 și care sunt criteriile tehnice care vor determina momentul repornirii acesteia?”**

Menținerea/repunerea în funcțiune a Unităților 1 și 2 sunt condiționate de atingerea parametrilor tehnici necesari la captarea apei, de condițiile de siguranță nucleară și de procedurile de repornire.

4. **Care este nivelul minim al Dunării și, separat, debitul minim necesar pentru funcționarea în condiții de siguranță a Unității 2?**

Parametrii hidrologici critici stabiliți prin documentația de proiect și prin Limitele și Condițiile de Operare (LCO) avizate de CNCAN pentru funcționarea în condiții de siguranță a Unității 2 (la fel ca și pentru Unitatea 1) de la CNE Cernavodă, sunt următorii:

- Nivelul minim al apei (Cota hidrologică)/ Cota minimă absolută în Bazinul de Aspirație (Priza de apă): +1,40 metri rMBN (raportat la Marea Neagră - Nivelul Zero Marea Neagră).
- Pragul de avertizare (Pre-alertă): +2,00 până la +2,20 metri rMBN.

Scăderea nivelului apei sub cota de +1,40 m rMBN atrage imposibilitatea tehnică de asigurare a coloanei de apă necesare la aspirația pompelor principale de apă de circulație. Pentru a preveni fenomenul de cavitație și distrugerea echipamentelor, procedurile impun reducerea puterii și, în final, oprirea controlată în siguranță a reactorului.

Debitul minim necesar operării (pentru 1 unitate) este de aproximativ 1.500 – 1.600 m³/s (debit total al Dunării la secțiunea Cernavodă, condiționat de repartiția debitului între Brațul Bala și Dunărea Veche). Debitul minim necesar operării ambelor unități (U1 + U2) este de aproximativ 1.800 – 2.000 m³/s.



MINISTERUL ENERGIEI

CABINET SECRETAR DE STAT

5. **„Există în prezent o prognoză INHGA care să indice momentul la care nivelul Dunării va reveni peste pragul necesar funcționării centralei? Vă solicit să comunicați intervalul de timp estimat.”**

Conform datelor și prognozelor hidrologice emise de Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor (INHGA), revenirea debitelor Dunării peste pragul minim tehnic necesar repornirii Unităților CNE Cernavodă este estimată pentru prima decadă a lunii septembrie 2026.

6. **„Ce scenarii au fost elaborate pentru situația în care nivelul Dunării rămâne sub pragul operațional timp de 7, 14, 30 sau 60 de zile?”**

Pentru situația de indisponibilitate prelungită de 7/14/30/60 de zile a CNE Cernavodă, Transelectrica (prin Dispecerul Energetic Național - DEN) a elaborat scenarii progresive de adecvanță a Sistemului Electroenergetic Național (SEN). Evaluarea se bazează pe capacitatea de a acoperi un deficit continuu de producție în bandă de 1.400 MW (pierderea ambelor unități) prin utilizarea rezervelor interne și creșterea capacității de import, inclusiv activarea Acordurilor de Asistență Mutuală Transfrontalieră cu operatorii de transport vecini.

7. **„Care este cantitatea de energie electrică estimată a fi pierdută din Sistemul Energetic Național prin oprirea Unității 1 și, ulterior, a Unității 2?”**

Pierderea de energie electrică ca urmare a nefuncționării unei unități nucleare este de aproximativ 16.800 MWh/zi per unitate, respectiv 33.600 MWh/zi în cazul nefuncționării celor 2 unități de la CNE Cernavodă.

8. **„Care este producția medie orară și zilnică de energie care trebuie înlocuită în cazul opririi simultane a celor două unități?”**

O centrală nucleară funcționează în bandă, însă puterea netă debitată variază ușor în funcție de randamentul condensatorului (influențat de temperatura apei de răcire) și de consumul intern al centralei. Producție medie orară (putere în bandă) este de aproximativ 1.400 MWh/h (reprezentând o putere livrată în rețea de cca. 1.400 MW, respectiv 700 MW per unitate).

Profilul orar de generare al CNE Cernavodă nu este o linie perfect dreaptă de 1.400 MW, ci urmărește variațiile de randament termic. În perioada de vară, din cauza temperaturilor ridicate ale apei Dunării, puterea netă medie variază între 645 MW și 655 MW per grup.

În perioada de noapte (intervalul 00:00 – 06:00), producția medie orară este de cca. 1.300 MWh livrați net (650 MW per unitate), în timp ce în orele de zi/vârf (06:00 – 24:00), producția medie orară este de cca. 1.290 MWh livrați net (scădere ușoară de randament termic cauzată de apa mai caldă).



MINISTERUL ENERGIEI

CABINET SECRETAR DE STAT

9. *„Ce capacități de producție sunt disponibile în România pentru compensarea acestei cantități și care este contribuția estimată a fiecăreia: cărbune, gaze naturale, hidro, eolian, fotovoltaic și alte surse?”*

Conform datelor actualizate publicate de Transelectrica și ANRE, capacitatea totală instalată în Sistemul Energetic Național a depășit pragul de 20.000 MW (ajungând la aproximativ 20.206 MW la 1 august 2026). Cu toate acestea, pentru compensarea deficitului continuu de aproximativ 1.300–1.400 MW generat de oprirea simultană a Unităților 1 și 2 ale CNE Cernavodă, Dispeceratul Energetic Național (DEN) a gestionat această situație printr-un mix de capacități interne și importuri, în funcție de disponibilitatea tehnică a grupurilor, condițiile hidrologice și meteorologice și necesarul de reglaj al Sistemului Energetic Național.

Astfel, acoperirea deficitului s-a realizat prin menținerea unei producții medii de circa 1.200 MW în centralele hidroelectrice și 1.100 MW în cele pe gaze naturale, completate de o medie de aproximativ 750 MW pe cărbune și un sold mediu al importurilor nete de 1.800 MW, în timp ce sursele eoliene (cu o medie de 450 MW), cele fotovoltaice (cu o medie diurnă de 1.100 MW) și instalațiile de stocare (medie operațională de 100 MW) au preluat variațiile de sarcină. Contribuția efectivă a fiecărei tehnologii variază de la un interval orar la altul, în funcție de consum, disponibilitatea grupurilor, hidroalicitate, condițiile de vânt și radiația solară, precum și de situația schimburilor transfrontaliere.

10. *„Ce capacitate suplimentară poate furniza efectiv Hidroelectrică în această perioadă, ținând cont de nivelurile actuale ale principalelor acumulări și de obligațiile privind rezerva de apă?”*

În condițiile actuale de secetă hidrologică, capacitatea suplimentară sustenabilă pe care o poate furniza Hidroelectrică este limitată la maximum 400 – 600 MW peste producția medie curentă de aproximativ 1.250 MW și strict pe durate scurte (vârfuri de sarcină de 2 – 4 ore), nu în regim continuu de bandă, întrucât există riscul epuizării rezervei strategice de apă.

11. *„Ce capacități termoelectrice sunt pregătite să intre în funcțiune și pentru cât timp pot fi menținute operațional?”*

Pentru acoperirea deficitului de energie pot fi mobilizate rapid centrale pe gaze naturale cu o putere cuprinsă între 300–500 MW cu autonomie continuă, precum și grupuri suplimentare pe cărbune cu o putere de 600–900 MW, capabile să funcționeze timp de 20 – 45 de zile în limita stocurilor de combustibil, menținerea lor în exploatare depinzând de starea tehnică, disponibilitatea resurselor și restricțiile de mediu.

12. *„În cazul grupului Rovinari 4, care este puterea disponibilă, care este timpul necesar pentru punerea efectivă în funcțiune și care este costul estimat al energiei produse?”*

Grupul Rovinari 4 poate furniza o putere disponibilă de aproximativ 330 MW (circa 290 – 300 MW net în rețea), cu un timp de repornire cuprins între 8 –12 ore din rezervă caldă și 24 – 36 de ore



MINISTERUL ENERGIEI

CABINET SECRETAR DE STAT

de la rece, la un cost estimat al energiei produse de aproximativ 750–900 lei/MWh, acest preț putând fi influențat semnificativ de prețul certificatelor de CO₂.

13. „Ce cantitate suplimentară de energie electrică estimează Ministerul că va trebui importată în cazul opririi ambelor unități de la Cernavodă?”

Pentru compensarea deficitului continuu de aproximativ 1.300–1.400 MW generat de oprirea simultană a ambelor unități de la CNE Cernavodă, importurile nete au contribuit, în medie, cu aproximativ 1.000–1.300 MW la echilibrarea SEN, cu variații semnificative de la un interval orar la altul și cu valori de peste 2.000 MW în perioadele de vârf, cantitatea efectivă variind de la un interval orar la altul în funcție de producția internă mobilizată și de aportul surselor regenerabile.

14. „Care este capacitatea maximă de import disponibilă României prin interconexiunile cu statele vecine în orele de vârf?”

Capacitatea maximă de import comercial disponibilă României prin liniile de interconectare transfrontalieră cu statele vecine este de aproximativ 3.000 – 3.500 MW, nivelul efectiv utilizabil în orele de vârf depinzând de alocările pieței cuplate și de eventualele congestii de rețea din regiune.

15. „Care este costul mediu estimat al energiei importate comparativ cu costul energiei care ar fi fost produsă la Cernavodă?”

Pentru determinarea costului mediu al energiei importate în perioada de deficit, comparativ cu prețul energiei care ar fi fost produsă la CNE Cernavodă, sunt necesare datele efective de tranzacționare pe fiecare interval orar. Recomandăm ca aceste informații - inclusiv prețurile energiei importate pe piețele PZU și intrazilnică și prețurile efective de vânzare ale energiei produse de CNE Cernavodă - să fie solicitate de la OPCOM, ANRE și, după caz, Nuclearelectrica, întrucât valorile diferă în funcție de intervalul orar, piața și tipul contractului.

16. „Ce impact estimează Ministerul asupra prețului energiei electrice pe piața angro, în cazul menținerii opririi celor două unități pentru două săptămâni?”

17. „Ce impact estimați asupra prețurilor energiei pentru consumatorii industriali și pentru consumatorii casnici?”

Impactul asupra prețului energiei electrice depinde de mai mulți factori, precum evoluția consumului, producției hidro și energiei regenerabile, disponibilitatea capacităților termoelectrice și nivelul importurilor; prin urmare, o cuantificare exactă poate fi realizată numai pe baza simulărilor și datelor operative disponibile la nivelul Transelectrica și OPCOM.



MINISTERUL ENERGIEI

CABINET SECRETAR DE STAT

18. „A fost elaborat un scenariu privind riscul apariției unor vârfuri de preț sau deficit de energie în orele de consum maxim ca urmare a indisponibilizării simultane a producției nucleare?”

În cadrul Comandamentului Energetic Național (CEN) au fost analizate, pe baza evaluărilor tehnice furnizate de CNTEE Transelectrica S.A. prin Dispecerul Energetic Național (DEN), scenarii privind indisponibilizarea concomitentă sau succesivă a celor două unități de la CNE Cernavodă, inclusiv riscurile pentru acoperirea consumului în orele de vârf. Analizele indică un necesar suplimentar de acoperire a consumului de aproximativ 1.300–1.400 MW, cu o dependență mai ridicată de producția dispecerizabilă și de importuri în perioadele de vârf de seară.

19. „Câte contracte de furnizare/livrare a energiei electrice sunt afectate de invocarea forței majore?”

Determinarea numărului exact de contracte de furnizare sau livrare a energiei electrice afectate de invocarea forței majore necesită date operaționale și comerciale specifice fiecărui furnizor și producător implicat. Recomandăm ca aceste informații să fie solicitate direct de la societatea care a invocat clauza de forță majoră (S.N. Nuclearelectrica S.A.) și de la operatorii de piață/furnizorii contractuali direct afectați, întrucât notificările de forță majoră se aplică individual, de la caz la caz, în funcție de tipul contractelor (bilaterale, piețe centralizate, tranzacții pe termen scurt) și de condițiile specifice stipulate în fiecare acord comercial.

20. „Care este cantitatea totală de energie pe care Nuclearelectrica nu o mai poate livra în baza acestor contracte?”

Determinarea cantității totale de energie pe care S.N. Nuclearelectrica S.A. nu o mai poate livra în baza contractelor afectate de invocarea forței majore depinde de durata efectivă a indisponibilizării celor două unități de la CNE Cernavodă și de profilul orar al livrărilor asumate contractual.

Pentru o evaluare exactă și oficială a deficitului de livrare, recomandăm solicitarea acestor date direct de la S.N. Nuclearelectrica S.A. și de la ANRE, întrucât volumul total nerealizat variază zilnic în funcție de contractele bilaterale active, de tranzacțiile de pe piețele centralizate și de calendarul de reinterconectare la rețea a grupurilor energetice.

21. „Care este valoarea financiară estimată a obligațiilor contractuale afectate?”

Valoarea financiară estimată a obligațiilor contractuale afectate depinde direct de cantitatea totală de energie nedistribuită, de durata indisponibilizării grupurilor energetice și de prețurile stipulate în fiecare contract individual sau de penalitățile comerciale aplicabile.

Pentru o cuantificare financiară precisă și oficială, recomandăm ca aceste date să fie solicitate direct de la S.N. Nuclearelectrica S.A., întrucât impactul financiar exact derivă din clauzele specifice ale fiecărui acord comercial încheiat de companie și din modul de aplicare a notificărilor de forță majoră.



MINISTERUL ENERGIEI

CABINET SECRETAR DE STAT

22. „Ce impact financiar va avea situația asupra Nuclearelectrica și, implicit, asupra bugetului de stat, având în vedere participația statului la companie?”

Impactul financiar exact asupra S.N. Nuclearelectrica S.A. și, implicit, asupra bugetului de stat (prin diminuarea dividendelor cuvenite statului român ca acționar majoritar cu 82,49%) depinde de durata totală a indisponibilizării celor două unități, de volumul final de energie netratată/nelivrată și de eventualele obligații sau penalități contractuale. O cuantificare precisă și oficială a acestui impact financiar poate fi realizată doar după restabilirea funcționării normale a centralei.

23. „Cine suportă diferența dintre prețul contractual și prețul energiei achiziționate pentru înlocuirea cantităților indisponibile?”

Având în vedere avizul de forță majoră emis de către Camera de Comerț, Industrie, Navigație și Agricultură (CCINA) Constanța pentru S.N. Nuclearelectrica S.A., efectul juridic este exonerarea SNN de răspundere: cumpărătorii sunt cei care suportă diferența de preț prin achiziționarea energiei din piața spot (PZU/intrazilnic) la prețurile curente, fără a putea pretinde daune sau penalități de la producător.

Pentru aplicabilitatea exactă a acestui regim exonerator pe fiecare tip de contract în parte, recomandăm solicitarea unei poziții oficiale de la ANRE și S.N. Nuclearelectrica S.A.

24. „Când a fost identificat pentru prima dată riscul ca nivelul Dunării să ajungă sub pragul necesar funcționării CNE Cernavodă și când a fost informat oficial Ministerul Energiei?”

Riscul asociat scăderii nivelului și debitului Dunării nu reprezintă o situație nouă. Un precedent relevant l-a constituit episodul hidrologic din anul 2003, în urma căruia SN Nuclearelectrica SA/CNE Cernavodă a implementat o serie de măsuri tehnice pentru îmbunătățirea capacității de operare la niveluri și debite mai reduse ale apei. Monitorizarea cotelor Dunării și a riscului de scădere sub pragurile de siguranță pentru CNE Cernavodă este un proces continuu efectuat de S.N. Nuclearelectrica S.A. împreună cu Administrația Națională „Apele Române”, iar riscurile hidrologice istorice și de perspectivă sunt integrate periodic în Studiile de Adecvanță ale SEN și în Planurile de Urgență și în Procedurile de Răspuns la Situații de Urgență și Programele de Prevenire a Riscurilor Hidrologice ale SNN.

Ministerul Energiei este informat operativ prin rapoartele zilnice de producție, iar în situații hidrometeorologice extreme, prin notificări de urgență transmise de către SNN în momentul atingerii pragurilor de avertizare/alerta stabilite prin procedurile de exploatare ale centralei.

25. „Ce măsuri preventive au fost dispuse de Minister în momentul în care au apărut primele prognoze privind atingerea nivelului critic?”

Din momentul primirii primelor avertizări hidrologice privind tendința de scădere accelerată a debitului Dunării, Ministerul Energiei a activat mecanismele de monitorizare și coordonare operativă, dispunând următoarele măsuri preventive:



MINISTERUL ENERGIEI

CABINET SECRETAR DE STAT

- activarea Comandamentului Energetic Național (CEN): Convocarea în regim de urgență a reprezentanților Translecetrica (DEN), ANRE, S.N. Nuclearelectrica S.A., Hidroelectrica S.A. și ai altor producători majori pentru analiza zilnică a balanței de putere și a profilului de consum.
- coordonarea operativă cu Administrația Națională „Apele Române” în vederea optimizării gospodăririi resurselor de apă din acumulările din amonte și monitorizarea permanentă a pragurilor hidrometrice în secțiunea Cernavodă.
- maximizarea disponibilității altor capacități de producție: Dispunerea de măsuri către ceilalți producători din portofoliul statului (producție hidro din lacurile de acumulare, grupuri termo pe cărbune și gaz) pentru pregătirea înlocuirii rapide a benzii de energie în cazul opririi controlate a grupurilor nucleare.
- coordonarea cu Dispecerul Energetic Național (DEN) pentru evaluarea scenariilor de adecvanță a rețelei, identificarea capacităților de import disponibile pe liniile de interconexiune și pregătirea rezervei de nivelare a dezechilibrelor pentru orele de vârf de consum.

26. „De ce intervențiile de dragare și de redirecționare a apei au fost intensificate într-un moment în care nivelul Dunării ajunsese deja la pragul critic?”

Lucrările de dragaj de întreținere și intervențiile hidrotehnice sunt acțiuni cu caracter tehnic programat, realizate în mod continuu de către autoritățile competente (Compania Națională Administrația Canalelor Navigabile S.A (C.N. A.C.N. S.A.) și Administrația Fluvială a Dunării de Jos Galați (A.F.D.J. Galați)) pentru menținerea șenalului navigabil și a debitelor pe brațele Dunării.

Ministerul Energiei nu are competențe de execuție sau de gestionare a lucrărilor hidrotehnice pe Dunăre, pentru detalii privind calendarul operațional de dragaj și deciziile tehnice din teren vă recomandăm să vă adresați Ministerului Transporturilor și Infrastructurii, respectiv instituțiilor de profil subordonate (A.F.D.J. Galați / C.N. A.C.N. S.A.).

27. „Care este eficiența tehnică estimată a lucrărilor de dragare și a soluției de poziționare a barjelor pentru creșterea nivelului apei în zona de captare a CNE Cernavodă? În ultimele zile au fost efectuate intervenții cu barje în zona Bala pentru menținerea debitului către Cernavodă.”

Calculul exact privind eficiența hidraulică (măsurată în metri cubi/secundă redirecționați suplimentar) și evaluarea impactului acestor lucrări se realizează permanent prin măsurători hidrometrice efectuate de către Administrația Națională „Apele Române” și Regia Autonomă „Administrația Fluvială a Dunării de Jos” (AFDJ) Galați, entități către care vă recomandăm să vă adresați pentru date tehnice specifice.

28. „Ce investiții structurale sunt necesare pentru ca o situație hidrologică similară să nu conducă, în viitor, la indisponibilizarea simultană a principalelor capacități nucleare ale României?”



MINISTERUL ENERGIEI

CABINET SECRETAR DE STAT

Având în vedere specificul tehnologic al C.N.E. Cernavodă, investiția structurală relevantă pentru reducerea vulnerabilității la debite hidrologice extrem de scăzute este reprezentată de proiectul de amenajare hidrotehnică din zona Bala, parte a proiectului „Îmbunătățirea condițiilor de navigație pe Dunăre între Călărași și Brăila”.

În cadrul proiectului, Administrația Fluvială Dunărea de Jos Galați, a efectuat/comandat o serie de studii și evaluări de specialitate de către entități cu expertiză în domeniu, care au evidențiat importanța lucrărilor hidrotehnice pentru menținerea și îmbunătățirea condițiilor hidrologice în zona relevantă pentru alimentarea cu apă a C.N.E. Cernavodă, în special, în perioadele caracterizate prin debite reduse. Această abordare bazată pe lucrări hidrotehnice la nivelul fluviului este net superioară din punct de vedere economic comparativ cu variantele alternative de modificare a sistemelor interne de răcire ale centralei (ex. turnuri de răcire), protejând totodată randamentul energetic al Unităților 1, 2, 3 și 4 și securitatea alimentării Sistemului Electroenergetic Național.

Aceste lucrări hidrotehnice se vor realiza în cadrul proiectului „Îmbunătățirea condițiilor de navigație pe Dunăre între Călărași și Brăila (km 375 – km 175)”, care prevede și restaurarea și renaturarea zonei de bifurcație a brațului Bala pentru a redirecționa debitul de apă necesar către priza de captare de la C.N.E. Cernavodă.

Proiectul este gestionat de Administrația Fluvială Dunărea De Jos Galați (beneficiar), sub autoritatea Ministerului Transporturilor. Indicatorii tehnico-economici ai proiectului au fost aprobați prin HG nr. 1.079/2024. În data de 14 august 2026, Guvernul a dispus reevaluarea soluției în raport cu situația hidrologică actuală și efectele schimbărilor climatice. Investiția trebuie corelată cu soluții de monitorizare, intervenție temporară și scenarii de rezervă.

29. „Consideră Ministerul Energiei că România dispune, la data de 12 august 2026, de suficiente capacități de producție, stocare și import pentru a compensa simultan indisponibilizarea celor două unități de la Cernavodă?”

După cum se poate constata, în această perioadă solicitantă din punct de vedere energetic, România a reușit să facă față cerințelor de consum de energie, dispunând de suficiente resurse pentru a compensa indisponibilizarea simultană a celor două unități de la Cernavodă, prin mobilizarea producției interne, a capacităților de stocare și a importurilor.

30. „Care este rezerva de putere disponibilă în Sistemul Energetic Național în cazul unui vârf de consum concomitent cu indisponibilizarea Cernavodă?”

A se vedea răspunsul de la întrebarea nr. 9.

31. “Care este scenariul Ministerului în cazul în care, simultan cu oprirea Cernavodă, apare o producție eoliană și fotovoltaică redusă și o disponibilitate hidro diminuată?”

A se vedea răspunsurile de la întrebările nr.9-14.

Acesta reprezintă un scenariu de stres pentru adecvanță. Ordinea de acțiune trebuie să includă mobilizarea capacităților dispecerizabile, utilizarea rezervelor, creșterea importurilor în limita



MINISTERUL ENERGIEI

CABINET SECRETAR DE STAT

capacităților disponibile, măsuri de echilibrare și, numai în situația în care toate acestea sunt insuficiente, măsuri asupra consumului conform procedurilor de sistem.

32. „Ce măsuri sunt pregătite pentru evitarea apelării excesive la importuri în cazul prelungirii perioadei de indisponibilitate?”

Pentru a evita dependența excesivă de importuri, măsurile pregătite vizează mobilizarea cu prioritate a capacităților interne disponibile și a stocării, menținerea temporară în exploatare a unor grupuri termoelectrice necesare siguranței SEN, precum și utilizarea optimizată a capacităților hidro și regenerabile. În paralel, Transelectrica monitorizează permanent disponibilitatea grupurilor și capacitatea de import.

33. „Există un plan național de continuitate a alimentării cu energie electrică pentru situația în care Cernavodă rămâne indisponibilă pe o perioadă mai lungă? Dacă există, vă solicit să comunicați principalele măsuri și instituțiile responsabile.”

Modalități concrete pentru asigurarea securității alimentării cu energie electrică a țării se regăsesc în Planul de pregătire pentru riscuri în domeniul energiei electrice, aprobat prin HG nr. 582/2026 (elaborat în baza Regulamentului UE 2019/941), și procedurile operative de siguranță ale C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

Principalele măsuri prevăzute în cazul indisponibilizării prelungite a CNE Cernavodă și instituțiile responsabile sunt:

- **mobilizarea rezervei terțiare și secundare de dispecerizare:** Înlocuirea benzii nucleare prin creșterea producției în centralele termoelectrice (CE Oltenia, ELCEN BUCUREȘTI, CTE Iernut) și optimizarea exploatării marilor acumulări hidroelectrice. Instituții responsabile: C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (Dispecerul Energetic Național-DEN), S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A., Complexul Energetic Oltenia.
- **gestionarea schimburilor transfrontaliere și activarea piețelor cuplate:** utilizarea capacităților maxime de import prin liniile de interconexiune în cadrul piețelor europene cuplate (SDAC/SIDC). Instituții responsabile: Transelectrica S.A., OPCOM S.A., ANRE.
- **coordonarea operativă în situații de urgență:** Activarea mecanismelor de monitorizare zilnică a balanței de putere și dispunerea măsurilor de remediere sau redistribuire a sarcinilor în rețea. Instituții responsabile: Ministerul Energiei (prin Comandamentul Energetic Național), Transelectrica S.A.
- **măsuri extreme de salvare a sistemului (în caz de deficit sever):** Implementarea schemelor de reducere voluntară sau compensată a consumului la marile unități industriale și, în ultimă instanță, aplicarea graficelor de deconectare a consumatorilor neesențiali pentru prevenirea decolapsării SEN. Instituții responsabile: Transelectrica S.A. (DEN), Operatorii de Distribuție (OD), Ministerul Energiei, ANRE.



MINISTERUL ENERGIEI

CABINET SECRETAR DE STAT

34. „A realizat Ministerul Energiei o analiză privind vulnerabilitatea infrastructurii energetice strategice la secetă hidrologică și temperaturi extreme?”

Ministerul Energiei evaluează permanent vulnerabilitatea infrastructurii energetice naționale la riscurile hidrometeorologice extreme, această analiză fiind integrată structural în cadrul strategic și operațional al sectorului energetic.

În acest sens, precizăm că Planul de pregătire pentru riscuri în domeniul energiei electrice, aprobat prin HG nr. 582/2026 include evaluări ale riscurilor de secetă prelungită, debite scăzute pe Dunăre și valuri extreme de căldură care afectează atât capacitatea de producție, cât și randamentul rețelelor de transport.

De asemenea, studiile de adecvanță ale Sistemului Electroenergetic Național (SEN), elaborate periodic de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (Dispecerul Energetic Național) simulează scenarii critice de suprapunere a consumului ridicat de vară (cauzat de climatizare) cu o producție scăzută din surse hidro și nucleare. Transelectrica realizează periodic evaluarea vulnerabilității liniilor electrice de înaltă tensiune la temperaturi ambientale extreme (care reduc capacitatea de încărcare a conductoarelor) și dispunerea de măsuri de reconfigurare topologică.

La nivelul SNN sunt realizate analize de vulnerabilitate care vizează impactul temperaturii apei de răcire și al scăderii debitului Dunării asupra marjei de siguranță operațională, fundamentând necesitatea proiectelor hidrotehnice de adaptare (date utilizate pentru reevaluarea proiectului Bala II).

Rezultatele acestor analize stau la baza măsurilor preventive activate în cadrul Comandamentului Energetic Național și a planurilor naționale de investiții pentru diversificarea mixului energetic și creșterea rezilienței la schimbările climatice.

35. „Ce alte centrale electrice importante din România sunt dependente de un anumit nivel al resurselor de apă și care este riscul ca acestea să devină indisponibile în condiții de secetă severă?”

Cele mai importante capacități expuse sunt hidrocentralele de pe Dunăre și principalele amenajări hidroenergetice de pe râurile interioare, precum și centralele termoelectrice care depind de resurse de apă pentru răcire. În condiții de secetă severă și temperaturi ridicate, reducerea debitelor și creșterea temperaturii apei pot diminua producția hidro și pot impune limitări temporare ale unor grupuri termoelectrice; nivelul exact al riscului pentru fiecare centrală trebuie stabilit pe baza pragurilor tehnice și a datelor operative ale producătorilor și Transelectrica.

36. „Aveți în vedere modificarea strategiei naționale privind securitatea energetică astfel încât riscul hidrologic să fie tratat ca risc energetic strategic, nu doar ca situație punctuală de exploatare?”

Documentele de politică din domeniul energiei iau în considerare riscul hidrologic și efectele schimbărilor climatice ca factori de risc pentru securitatea energetică națională, nu doar ca vulnerabilități punctuale de exploatare. În acest sens, Strategia Energetică a României 2025–2035, cu perspectiva anului 2050 și Planul Național Integrat în Domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021–2030 actualizat (PNIESC) urmăresc creșterea rezilienței SEN prin scenarii de secetă și temperaturi extreme,



MINISTERUL ENERGIEI

CABINET SECRETAR DE STAT

diversificarea mixului de producție, dezvoltarea capacităților de stocare și a surselor dispecerizabile, precum și consolidarea infrastructurii energetice critice.

Totodată, gestionarea unor situații hidrologice severe necesită o coordonare permanentă între Ministerul Energiei, autoritățile responsabile de gospodărirea apelor și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., astfel încât utilizarea resurselor de apă să țină cont simultan de alimentarea populației, securitatea energetică și celelalte utilizări prioritare ale resursei.

37. „Ce investiții sunt prevăzute pentru creșterea rezilienței sistemului energetic în fața secetei, inclusiv dezvoltarea capacităților de stocare, a producției dispecerizabile și a interconexiunilor?”

Pentru creșterea rezilienței SEN la secetă și fenomene meteo extreme, documentele de politică publică precum Strategia Energetică a României 2025–2035, cu perspectiva anului 2050 și PNIESC prevăd o serie de proiecte de investiții, finanțate prin Fondul pentru Modernizare, PNRR și sursele proprii ale companiilor energetice, care vizează dezvoltarea accelerată a stocării în baterii și a capacităților hidro cu pompaj, extinderea producției dispecerizabile pe gaze și a noilor capacități nucleare, precum și consolidarea rețelei de transport și a interconexiunilor transfrontaliere.

Aceste investiții urmăresc diversificarea surselor și asigurarea unor capacități de rezervă și flexibilitate care să permită compensarea reducerii producției hidro sau a indisponibilizării unor capacități nucleare în perioade de secetă severă.

38. „În ce măsură consideră Ministerul că actualul mix energetic al României poate garanta independența energetică în condițiile în care o singură evoluție hidrologică poate scoate temporar din funcțiune aproximativ 1.400 MW de capacitate nucleară instalată?”

Lucrările hidrotehnice care vor fi implementate în cadrul proiectului Bala II vor contribui în mod semnificativ la reducerea vulnerabilității CNE Cernavodă la variațiile extreme ale nivelului și debitului Dunării, prin creșterea capacității de gestionare și asigurare a resursei de apă necesare funcționării în condiții de secetă.

Implementarea proiectului, coroborată cu măsuri de diversificare a surselor de producție și dezvoltarea capacităților de stocare și flexibilitate, va reduce substanțial riscul ca o situație hidrologică severă să conducă la indisponibilizarea simultană a capacităților nucleare de la Cernavodă.

O eventuală oprire temporară a celor ~1.400 MW de la CNE Cernavodă este gestionată prin preluarea sarcinii de către alte centrale dispecerizabile, activarea rezervei termoelectrice pe gaz și cărbune, mobilizarea acumulărilor hidroelectrice mari din interiorul țării, utilizarea celor peste 3.000 MW capacitate de transfer transfrontalier pentru menținerea echilibrului în rețea.

39. „Care este planul Ministerului pentru ca România să nu depindă, în situații similare, de importuri de energie la prețuri ridicate?”



MINISTERUL ENERGIEI

CABINET SECRETAR DE STAT

Implementarea obiectivelor de investiții precizate la punctele 36, 37, 38 vor contribui la reducerea/prevenirea dependenței de importuri la prețuri ridicate în momente de secetă extremă sau indisponibilizări neplanificate.

40. „În final, care este termenul realist comunicat de Minister pentru revenirea integrală a CNE Cernavodă la producția normală și care este costul total estimat pentru economia României al acestei indisponibilizări – energie neprodusă, energie importată, impact asupra pieței, obligații contractuale și intervenții hidrotehnice?”

În prezent, nu poate fi precizat un termen exact cu privire la repunerea integrală în funcțiune a Unităților 1 și 2 de la CNE Cernavodă, acest moment fiind condiționat de evoluția hidrologică, procedurile de repomire și de rezultatul lucrărilor hidrotehnice aflate în curs.

În ceea ce privește costul total pentru economia României, nu există încă o evaluare oficială consolidată care să includă energia nucleară neprodusă, importurile suplimentare, efectul asupra prețurilor angro, eventualele obligații contractuale și intervențiile hidrotehnice. Acesta poate fi determinat numai după finalizarea perioadei de indisponibilitate, pe baza datelor OPCOM, Transelectrica, Nuclearelectrica și ale autorităților responsabile de gospodărirea apelor.

Vă mulțumim pentru înțelegerea dumneavoastră privind competențele și atribuțiile Ministerului Energiei și vă asigurăm de tot sprijinul, în limitele de competență prevăzute de legislația națională în vigoare.

În speranța că informațiile furnizate răspund solicitării adresate, vă asigurăm de deplina noastră colaborare și în viitor.

Cu deosebită considerație,

p.MINISTRUL ENERGIEI, INTERIMAR

Marius-Mihail POȘA,
Secretar de Stat