

DOCUMENT DE POZIȚIE

Retehnologizarea hidrocentralelor din România ca prioritate de infrastructură energetică

Integrarea capacităților eoliene și fotovoltaice, utilizarea racordurilor existente și rolul instalațiilor de stocare cu baterii

Poziția susținută: România trebuie să trateze retehnologizarea hidrocentralelor existente ca investiție strategică de prim rang, nu ca simplă mentenanță. Programele de retehnologizare trebuie proiectate simultan cu digitalizarea, hibridizarea hidro–solar–eolian și integrarea stocării cu baterii, astfel încât aceleași amenajări să furnizeze energie suplimentară, flexibilitate, servicii de sistem și capacitate de racordare pentru noi surse regenerabile, utilizând punctele de racordare și liniile electrice existente.

Autori: dr. ing. Cornel ILINCA și dr. ing. Albert CONSTANTIN

Elaborat pe baza „Studiului privind potențialul de retehnologizare a hidrocentralelor din România” publicat de WWF în 2025 și a informațiilor publicate la 22 iulie 2026 privind potențialul de hibridizare al hidrocentralelor.

București, 23 iulie 2026



Rezumat executiv

Parcul hidroenergetic al României reprezintă una dintre cele mai valoroase infrastructuri energetice existente ale țării. O parte importantă a echipamentelor a fost pusă în funcțiune în urmă cu mai multe decenii, iar uzura, cavitația, degradarea izolațiilor, automatizările învechite și creșterea pierderilor hidraulice reduc eficiența, disponibilitatea și capacitatea centralelor de a răspunde cerințelor actuale ale sistemului electroenergetic. Studiul de bază estimează că intervențiile țintite pot adăuga aproximativ 500–600 GWh/an, iar un program ambițios, care include turbine și generatoare modernizate, control digital și reducerea pierderilor hidraulice, poate adăuga 800–1.100 GWh/an. Aceste valori nu provin din construirea unor baraje noi, ci din valorificarea mai eficientă a activelor existente [1].

Argumentul pentru re tehnologizare este în același timp tehnic, economic, de mediu și de securitate energetică. Față de o hidrocentrală nouă cu producție echivalentă, modernizarea poate fi cu 50–70% mai puțin costisitoare, deoarece reutilizează barajele, lacurile, aducțiunile, clădirile, stațiile și racordurile existente. În plus, poate fi implementată mai rapid și cu un impact ecologic mai redus. Beneficiile nu trebuie evaluate exclusiv prin energia suplimentară vândută, ci și prin disponibilitate, reducerea opririlor, servicii de echilibrare, evitarea investițiilor în linii electrice costisitoare, reducerea importurilor și prelungirea duratei de viață a activelor [1].

Oportunitatea devine mai importantă în contextul blocajelor de racordare. Analiza Ember prezentată de Economidia arată că România ar putea conecta aproximativ 1,8 GW din cele 10,4 GW de capacități eoliene și fotovoltaice planificate prin infrastructura de racordare a hidrocentralelor existente, echivalentul a 17,3% și locul al treilea între cele șapte state analizate. În medie, racordurile hidro analizate utilizează doar 19% din capacitatea lor maximă; hibridizarea ar putea ridica utilizarea la 36% pentru proiectele fotovoltaice și la 31% pentru cele eoliene [2].

Instalațiile de stocare cu baterii trebuie integrate în această strategie. Bateriile nu înlocuiesc acumularea de apă sau pompajul, ci le completează. Ele pot prelua răspunsul foarte rapid, reglajul de frecvență, limitarea vârfurilor de injecție și absorbția surplusului pe durate scurte, în timp ce hidrocentralele și centralele cu acumulare prin pompaj pot acoperi echilibrarea pe durate mai lungi. Această împărțire a sarcinilor reduce pornirile și opririle agresive ale grupurilor hidroenergetice, protejează echipamentele și permite folosirea mai eficientă a aceleiași capacități de racordare. IEA consideră bateriile de mare capacitate unul dintre cele mai versatile instrumente de flexibilitate pe termen scurt, capabile să susțină integrarea eolianului și solarului, securitatea alimentării și amânarea unor investiții de rețea [3].

Indicatori-cheie care fundamentează poziția

Indicator	Valoare	Semnificație pentru politică și investiții
Scenariu de intervenții țintite	+500–600 GWh/an	Câștig realizabil prin reparații, recondiționarea conductelor și optimizarea sistemelor de bază.
Scenariu ambițios	+800–1.100 GWh/an	Înlocuiri de turbine și generatoare, digitalizare și reducerea pierderilor hidraulice.
Creștere globală a randamentului	+530 GWh/an la +8%	Arată valoarea măsurilor de eficiență aplicate centralelor sub nivelul median.
Prioritizare după putere/energie	Q3: >45 MW sau >115 GWh; până la +1.100 GWh/an	Direcționează capitalul către activele cu impact energetic mai mare.
Prioritizare după utilizare	>2.866 ore; aproximativ +790 GWh/an	Favorizează grupurile utilizate intens, unde fiecare punct de randament produce mai multă
Reducerea pierderilor hidraulice	pierderi –25–40%; putere +5–10%	Reabilitarea aducțiunilor și conductelor poate produce energie suplimentară fără creșterea debitului captat.
Hibridizare în România	1,8 GW din 10,4 GW; 17,3%	Potențial de racordare a noilor proiecte eoliene și fotovoltaice prin infrastructura hidro existentă.
Utilizarea racordurilor hidro	19% în prezent; 36% cu PV / 31% cu eolian	Demonstrează că racordul și stația pot deveni active partajate, nu infrastructură rezervată unei singure tehnologii.

Notă: valorile provin din studiul de bază și din analiza publicată de Economedica pe baza raportului Ember. Ele sunt indicatori de screening și trebuie validate prin studii tehnico-economice pe amplasament, cu serii orare de debite, producție, prețuri și restricții de rețea [1], [2].

1. Contextul și obiectul documentului de poziție

Tranziția energetică nu poate fi realizată numai prin adăugarea de capacități eoliene și fotovoltaice. Sistemul are nevoie de active care pot transforma energia variabilă în energie fermă și controlabilă, pot menține frecvența și tensiunea și pot utiliza eficient rețeaua existentă. Hidrocentralele sunt deja conectate în puncte importante ale sistemului, dispun de echipamente rotative, lacuri de acumulare, stații electrice și personal de exploatare. Din acest motiv, retehnologizarea lor trebuie privită ca o investiție în infrastructura de flexibilitate a României, nu doar ca o intervenție pentru creșterea randamentului.

Documentul susține trei decizii publice și investiționale. Prima este lansarea unui program național de retehnologizare bazat pe priorități măsurabile și pe audituri la nivelul fiecărei centrale. A doua este includerea hibridizării hidro–fotovoltaic–eolian și a partajării racordului în proiectarea fiecărei investiții majore. A treia este instalarea stocării cu baterii acolo unde aceasta reduce congestia, furnizează servicii de sistem și protejează grupurile hidro de cicluri rapide și repetate.

Poziția nu susține creșterea producției cu orice preț. Orice retehnologizare trebuie să respecte debitul ecologic, conectivitatea ecosistemelor, transportul sedimentelor, calitatea apei și condițiile ariilor protejate. Avantajul strategic al retehnologizării este tocmai posibilitatea de a obține producție

și flexibilitate suplimentare folosind amprenta existentă și, simultan, de a corecta o parte dintre efectele istorice ale amenajărilor vechi.

2. De ce re tehnologizarea trebuie să aibă prioritate

2.1. Creșterea producției din aceeași resursă de apă

Puterea hidroelectrică depinde de debit, cădere și randamentul ansamblului hidraulic–turbină–generator. Într-o amenajare existentă, debitul și căderea sunt în mare parte date; variabila asupra căreia investiția poate acționa direct este randamentul, alături de diminuarea pierderilor de sarcină. Înlocuirea rotoarelor, reprofilarea paletelor, îmbunătățirea etanșărilor, modernizarea generatoarelor și readucerea aducțiunilor la o rugozitate apropiată de cea proiectată permit obținerea unei producții mai mari fără a solicita un volum proporțional mai mare de apă.

Studiul arată că turbinele și generatoarele vechi pot pierde 5–10% din eficiență prin uzură, cavitație, degradarea izolației și sisteme de răcire mai puțin performante. Instalarea unui rotor modern în carcasa existentă poate crește producția cu 10–30% în anumite cazuri, iar experiența norvegiană citată în studiu indică majorări medii ale puterii maxime de 18% pentru turbine Francis și de 21% pentru turbine Pelton și Kaplan-Bulb. Aceste valori nu sunt transferabile automat fiecărei centrale din România, dar confirmă ordinul de mărime al potențialului tehnologic [1].

Reabilitarea aducțiunilor este o intervenție cu un raport bun între impact și rezultat. Studiul estimează că reducerea rugozității și optimizarea geometriei pot diminua pierderile de sarcină cu 25–40% și pot crește puterea cu 5–10%. Avantajul este că energia suplimentară rezultă din recuperarea căderii pierdute prin frecare (mărirea căderii nete), depuneri și degradare, nu din modificarea regimului natural al râului [1].

2.2. Fiabilitate, disponibilitate și prelungirea duratei de viață

Re tehnologizarea reduce frecvența defectelor, timpul de indisponibilitate și dependența de piese care nu mai sunt fabricate. Înlocuirea sistemelor de excitație, protecție, automatizare, răcire și ungere permite exploatarea grupului în condiții monitorizate și repetabile. Pentru echipamente proiectate cu o durată uzuală de 30–50 de ani, o intervenție majoră poate prelungi funcționarea cu mai multe decenii și poate evita riscul unei retrageri neplanificate din exploatare.

Beneficiul de fiabilitate are valoare de sistem. Un MW hidro disponibil la momentul de vârf sau într-o situație de dezechilibru nu este echivalent economic cu un MW indisponibil, chiar dacă producția anuală medie este aceeași. Evaluarea proiectelor trebuie să includă costul energiei nelivrate, costul rezervei înlocuitoare, efectul asupra echilibrării și valoarea capacității ferme, nu doar venitul din MWh suplimentari.

2.3. Digitalizare și exploatare predictivă

Senzorii pentru vibrații, temperatură, presiune, cavitație, izolație, poziția organelor de reglaj și parametrii hidrologici permit trecerea de la mentenanța calendaristică la mentenanța bazată pe stare. Platformele digitale pot corela datele în timp real cu istoricul de funcționare, pot identifica abateri înaintea unei avarii și pot optimiza sarcina grupurilor în raport cu debitul și prețul energiei. Studiul indică orientativ un cost de aproximativ 200.000 EUR pentru implementarea unui sistem predictiv la o hidrocentrală; valoarea trebuie verificată pentru fiecare amplasament și pentru nivelul de instrumentație necesar [1].

Prognoza debitelor afluate și optimizarea în cascadă au o valoare comparabilă cu modernizarea mecanică. Într-un sistem cu debite mai variabile, prognoza meteo-hidrologică și modelele de învățare automată permit programarea mai bună a volumelor, reducerea deversărilor neproductive și păstrarea rezervei de apă pentru orele cu valoare mai mare. Digitalizarea trebuie, prin urmare, inclusă ca pachet obligatoriu în orice re tehnologizare, nu tratată ca opțiune ulterioară.

3. Beneficiile pentru sistemul electroenergetic

3.1. Flexibilitate și servicii de sistem

Hidrocentralele modernizate pot crește sau reduce puterea într-un interval scurt, pot participa la reglajul frecvenței, pot susține tensiunea și pot asigura rezerve. Sistemele digitale moderne controlează precis viteza turbinei, debitul și puterea generatorului, iar grupurile cu turație variabilă extind domeniul eficient de funcționare. Aceste caracteristici devin mai valoroase pe măsură ce ponderea surselor bazate pe invertoare crește [1].

Flexibilitatea nu trebuie confundată cu o exploatare agresivă a echipamentelor. Studiul arată că unitățile de vârf pot ajunge la până la zece cicluri de pornire–oprire pe zi, iar tranziții repetitive pot reduce substanțial intervalul până la renovare. O pornire–oprire poate produce, în anumite condiții, o uzură comparabilă cu perioade lungi de funcționare la sarcină stabilă. Retehnologizarea trebuie să includă secvențe optimizate, control al paletelor directe, monitorizarea altor parametri de stare și, acolo unde este justificat, baterii care să preia variațiile foarte rapide [1].

3.2. Integrarea eolianului și solarului prin hibridizare

Informațiile publicate la 22 iulie 2026 schimbă dimensiunea economică a retehnologizării. Potrivit analizei Ember prezentate de EconoMedia, infrastructura existentă a hidrocentralelor din România ar putea găzdui 1,8 GW din cele 10,4 GW de capacități regenerabile planificate, adică 17,3%. Hibridizarea presupune conectarea producției hidro, fotovoltaice și/sau eoliene în spatele aceluiași punct de racordare și respectarea unei limite comune de export. În loc ca fiecare proiect să aștepte un racord complet nou, investiția utilizează stația, liniile și capacitatea de evacuare deja disponibile [2].

Datele arată că racordurile hidro sunt subutilizate o mare parte din timp. Utilizarea medie de 19% reflectă faptul că multe hidrocentrale produc în special în orele de vârf. Adăugarea producției fotovoltaice poate ridica utilizarea racordului la 36%, iar adăugarea eolianului la 31%. Pentru România, această soluție poate reduce costul și durata racordării, poate elibera capacitate pentru alte proiecte și poate transforma hidrocentrala într-un nod energetic hibrid [2].

Complementaritatea temporală este relevantă. Hidrocentralele cu acumulare produc frecvent dimineața și seara, iar fotovoltaicul produce în intervalul dintre vârfuri. Atunci când producția totală se apropie de limita maximă, hidrocentrala poate reduce temporar debitul turbinat, bateria poate absorbi surplusul, iar într-o amenajare reversibilă energia poate fi utilizată pentru pompare. Această coordonare permite instalarea unei puteri regenerabile nominale mai mari decât limita de evacuare, cu condiția existenței unui sistem de management al energiei și a unor reguli clare de prioritate și limitare.

3.3. Utilizarea mai eficientă a rețelei și reducerea congestiilor

Hibridizarea și stocarea nu elimină necesitatea dezvoltării rețelei, dar pot amâna sau reduce unele investiții. Ele cresc factorul de utilizare al stațiilor și liniilor electrice, limitează injecția simultană și reduc energia regenerabilă restricționată. IEA arată că bateriile de mare capacitate pot susține integrarea sigură a noilor surse și consumatori și pot amâna anumite lucrări de rețea, atunci când sunt amplasate și controlate în raport cu congestia reală [3].

Pentru ca beneficiul să fie captat, operatorul trebuie să aibă acces la date orare și suborare privind limita punctului de racordare, producția hidro, prognoza PV/eoliană, nivelurile lacului și prețurile de echilibrare. Fără un EMS comun, simpla co-localizare a tehnologiilor nu garantează evitarea congestiei. Valoarea apare din controlul coordonat al puterii totale exportate.

4. Beneficii economice, industriale și de securitate energetică

4.1. Cost de capital mai mic și termene mai scurte

Studiul de bază indică faptul că re tehnologizarea poate fi cu 50–70% mai puțin costisitoare decât dezvoltarea unei hidrocentrale noi cu producție echivalentă. Economia provine din reutilizarea infrastructurii civile și electrice, din necesarul redus de teren și din evitarea unei părți importante a lucrărilor masive de construcții. Într-o țară în care amplasamentele noi cu impact acceptabil sunt limitate, capitalul public și privat trebuie orientat mai întâi către creșterea productivității activelor existente [1].

Termenul mai scurt de implementare reduce riscul de piață și de reglementare. O investiție finalizată mai rapid începe mai devreme să producă energie și servicii de sistem. Acest avantaj devine critic într-un context în care proiectele eoliene și fotovoltaice sunt întârziate de lipsa capacității de racordare.

4.2. Venituri multiple, nu doar vânzarea energiei

Modelul economic al unei hidrocentrale re tehnologizate trebuie să includă cel puțin: energia suplimentară, majorarea disponibilității, reducerea costurilor de mentenanță, serviciile de echilibrare, reglajul de frecvență, rezerva, susținerea tensiunii, pornirea sistemului după o cădere generală atunci când echipamentele permit, evitarea congestiei și valoarea racordului partajat. Pentru o instalație hibridă cu baterii se adaugă arbitrajul temporal, limitarea vârfurilor, reducerea dezechilibrelor și evitarea restricționării producției regenerabile.

Această abordare este necesară deoarece un proiect poate părea modest dacă este evaluat numai prin energia anuală suplimentară, deși furnizează o valoare mare în orele critice. Comisia Europeană recomandă ca statele membre să permită monetizarea serviciilor oferite de stocare și să adapteze tarifele, accesul la rețea și procedurile de autorizare la caracteristicile specifice ale acestor active [4].

4.3. Precizare metodologică privind exemplele Vidraru și Lotru-Ciunget

Pentru Vidraru, studiul utilizează un scenariu cu investiție de aproximativ 189 milioane EUR, capacitate suplimentară de 44 MW, producție suplimentară de 80 GWh/an, preț de 100 EUR/MWh, OPEX de 0,5 milioane EUR/an și rată de actualizare de 6%. Pe aceste ipoteze, textul indică o RIR de aproximativ 3%. Concluzia corectă pentru politica publică nu este că re tehnologizarea ar fi neeconomică, ci că proiectele majore trebuie evaluate prin valoarea completă a activului și prin scenariu transparente, iar depășirile de cost trebuie controlate riguros [1].

Pentru Lotru-Ciunget, studiul indică un cost de aproximativ 88 milioane EUR, o producție inițială de circa 1.000 GWh/an și o creștere estimată de 10%, cu prelungirea duratei de viață cu 30–40 de ani. După corectarea aritmeticii veniturilor, cazul ilustrează și mai clar necesitatea unui model financiar verificabil, cu ipoteze publice și analiză de sensibilitate [1].

4.4. Securitate energetică și efecte regionale

Energia suplimentară obținută din active interne reduce expunerea la importuri și la volatilitatea combustibililor. Mai important, hidrocentralele modernizate pot furniza putere controlabilă în momentele în care producția eoliană și solară este redusă. Această capacitate sprijină adecvanța sistemului și reduce dependența de centrale fosile de vârf.

Proiectele de re tehnologizare creează cerere pentru inginerie, automatizări, echipamente electromecanice, construcții specializate, software, securitate cibernetică și servicii de mentenanță. O politică de achiziții care impune transfer de know-how, instruire și participarea furnizorilor locali poate transforma programul într-o politică industrială, fără a sacrifica cerințele de performanță și concurență.

5. Beneficii de mediu și condiții obligatorii

5.1. Impact mai redus decât realizarea de noi baraje

Retehnologizarea utilizează infrastructura și amprenta existente și evită, de regulă, inundarea unor noi suprafețe, fragmentarea suplimentară a râurilor, exproprierile și volumele mari de beton asociate unei amenajări noi. Acesta este principalul avantaj de mediu. Studiul nu recomandă supraînălțarea barajelor ca soluție generală, deoarece aceasta poate extinde suprafața inundată, afecta habitatele, crește eutrofizarea și modifica apele subterane [1].

Prioritatea trebuie acordată intervențiilor care cresc energia produsă per metru cub de apă: turbine cu randament mai bun, aducțiuni reabilite, prognoză și operare optimizată. O creștere a puterii instalate nu trebuie să conducă automat la o captare a apei mai agresivă; exploatarea trebuie să respecte debitul ecologic și celelalte folosințe de apă.

5.2. Retehnologizarea ca oportunitate de corecție ecologică

Proiectele pot include soluții de trecere a peștilor, monitorizarea migrației, bypass-uri și managementul sedimentelor, aerarea apei, controlul temperaturii și programe de evacuare care imită mai bine regimul natural. Studiul subliniază necesitatea sistemelor de ocolire sau gestionare a sedimentelor, deoarece acumularea reduce volumul util, iar deficitul de sedimente în aval accelerează eroziunea și afectează ecosistemele [1].

Monitorizarea post-retehnologizare trebuie să urmărească simultan producția și indicatorii de mediu: debitul ecologic, oxigenul dizolvat, temperatura, sedimentele, calitatea apei, mortalitatea piscicolă și starea habitatelor. Performanța energetică nu poate fi declarată un succes dacă este obținută prin deteriorarea stării ecologice a corpurilor de apă.

5.3. Hibridizarea fără extinderea necontrolată a amprentei

Fotovoltaicul plutitor poate folosi o parte din suprafața lacului, beneficiază de răcirea oferită de apă și poate reduce evaporarea. Totuși, acoperirea trebuie limitată și fundamentată prin studii privind lumina, temperatura, oxigenarea, navigația, peisajul și biodiversitatea. Analiza prezentată de Economedia menționează că, după excluderea hidrocentralelor din arii protejate, 28% din capacitatea marilor hidrocentrale din cele șapte state analizate rămâne eligibilă pentru hibridizare; această pondere este agregată și nu trebuie atribuită automat României [2].

6. Beneficiile instalațiilor de stocare cu baterii asociate hidrocentralelor

6.1. Rolul distinct al bateriilor într-un complex hidroenergetic hibrid

Bateria este un activ de putere rapidă și energie limitată. Hidrocentrала cu acumulare este un activ de energie și flexibilitate pe durate mai lungi, iar acumularea prin pompaj poate stoca volume mari pentru ore, zile sau perioade mai extinse. Arhitectura optimă nu pune aceste tehnologii în concurență, ci le atribuie intervale diferite de răspuns: bateria pentru milisecunde–minute și deplasări scurte de energie, hidrocentrала pentru minute–ore, iar pompajul pentru ore–zile. Această împărțire este o recomandare de proiectare și trebuie validată prin simulări pe datele fiecărui amplasament.

IEA descrie bateriile de scară utilitară ca instrumente foarte versatile pentru flexibilitatea pe termen scurt: ele pot echilibra rapid sistemul, pot deplasa producția regenerabilă către orele cu cerere mare, pot contribui la securitatea alimentării și pot reduce necesarul unor extinderi de rețea. Comisia Europeană consideră stocarea esențială pentru flexibilitate, stabilitate și accesibilitatea prețurilor într-un sistem cu o pondere tot mai mare de surse regenerabile [3], [5].

6.2. Beneficii tehnice concrete

- Răspuns rapid la variațiile de frecvență și la schimbările bruște de producție. Invertoarele bateriei pot modifica puterea mult mai repede decât un grup hidraulic, reducând amplitudinea deviației până când hidrocentrala preia sarcina susținută.
- Netezirea rampelor fotovoltaice și eoliene. Bateria limitează variația puterii totale la punctul de racordare și reduce riscul depășirii limitei de export.
- Reducerea pornirilor, opririlor și funcționării în zone nefavorabile ale turbinei. Bateria poate prelua oscilațiile de scurtă durată, iar grupul hidro poate funcționa mai aproape de punctul de randament optim, cu uzură mai mică.
- Susținerea tensiunii și furnizarea de putere reactivă, atunci când invertorul și contractul de racordare sunt proiectate pentru aceste servicii.
- Capacitate de black-start și funcționare în insulă pentru consumurile auxiliare sau pentru secvențe de repornire, numai dacă soluția este proiectată, protejată și certificată pentru acest scop. Cercetările NREL arată că sistemele PV-BESS pot furniza servicii de stabilitate, amortizarea oscilațiilor și black-start în configurații adecvate [6].
- Absorbția surplusului în perioadele rare în care producția hidro-solar-eolian depășește limita comună a racordului, urmată de descărcarea în orele de vârf.

6.3. Beneficii economice și comerciale

Bateria adaugă venituri și economii care nu sunt disponibile unei centrale operate izolat: arbitraj între ore, reducerea dezechilibrelor, servicii de frecvență, rezerve, capacitate, reducerea restricționării și evitarea penalităților asociate depășirii puterii de racordare. Valoarea reală provine din „revenue stacking”, adică folosirea aceleiași instalații pentru mai multe servicii compatibile, fără dublă contabilizare și cu respectarea obligațiilor de disponibilitate.

În proiectele hibride, bateria poate crește puterea nominală instalată în spatele aceluiași racord fără a crește limita de export. De exemplu, în loc ca producția fotovoltaică de la prânz să fie redusă, energia poate fi stocată și livrată seara, când hidrocentrala este solicitată și prețul este mai ridicat. În același timp, lacul de acumulare poate reține volume de apă pentru orele cu valoare sistemică mai mare.

BESS poate reduce costul de uzură al hidrocentralei. Acesta este un beneficiu adesea omis din modelele comerciale. Pentru a-l cuantifica, operatorul trebuie să compare numărul de porniri-opriri, timpul în afara zonei optime, vibrațiile, tranzițiile de presiune și intervalele de mentenanță în scenariile cu și fără baterie.

6.4. Dimensionarea trebuie să pornească de la serviciu, nu de la o valoare standard

Nu există o capacitate universal optimă exprimată în MW și MWh. Puterea bateriei trebuie determinată de amplitudinea rampelor, rezerva solicitată și limita de racordare, iar energia de durata serviciului. Ca orientare de screening, o durată de 1–2 ore poate fi potrivită pentru reglaj, netezirea rampelor și limitarea vârfurilor, în timp ce 2–4 ore poate susține deplasarea unei părți din producția solară către vârful de seară. Pentru nevoi de durată mai lungă, acumularea prin pompaj sau managementul rezervorului este, de regulă, mai potrivit. Aceste intervale sunt orientative, nu recomandări de investiție fără modele.

Studiul de fezabilitate trebuie să utilizeze cel puțin un an de date suborare și, preferabil, mai mulți ani reprezentativi: producția hidro, debitele, nivelurile, producția eoliană/PV, prețurile PZU și de echilibrare, activarea serviciilor, limita racordului, restricționările și indisponibilitățile. Optimizarea trebuie să includă degradarea bateriei, randamentul ciclului, consumurile auxiliare, înlocuirile și valoarea reziduală.

6.5. Condiții de siguranță și sustenabilitate

Beneficiile bateriilor se materializează numai prin proiectare sigură: amplasare separată față de echipamentele critice, detecție timpurie, compartimentare, ventilare, management termic, acces pentru intervenție, plan de răspuns la incendiu și coordonare cu autoritățile locale. Sistemul de management al bateriei, EMS-ul și conexiunile la SCADA trebuie tratate ca infrastructură critică, cu segmentare de rețea, control al accesului, jurnalizare și planuri de recuperare.

Achiziția trebuie să includă garanții de performanță, capacitate disponibilă la sfârșitul perioadei, număr de cicluri, eficiență, disponibilitate, răspundere pentru defecte și soluții de reciclare. Evaluarea de mediu trebuie să includă întregul ciclu de viață, dar să compare acest impact cu energia regenerabilă salvată de la restricționare și cu reducerea funcționării centralelor fosile de vârf.

7. Propunere de program național și criterii de prioritizare

7.1. Portofoliu în trei trepte

1. Intervenții „no-regret” cu implementare rapidă: audit energetic și hidraulic, senzori, SCADA, protecții, prognoză, întreținere predictivă, reabilitarea suprafețelor conductelor, optimizarea secvențelor de pornire–oprire și studii de hibridizare/BESS.
2. Retehnologizări majore: turbine și generatoare noi sau modernizate, transformatoare, vane și stavile, turație variabilă unde este justificată, modernizarea aducțiunilor și măsuri ecologice integrate.
3. Complexe hibride și stocare de durată: fotovoltaic plutitor sau terestru pe terenuri deja antropizate sau cu utilizare dublă (fotovoltaic și pășuni, realizată prin montarea panourilor pe suporti mai înalți pentru a permite circulația animalelor domestice), eolian unde resursa și racordul permit, BESS și evaluarea transformării unor amenajări în acumulare prin pompaj.

7.2. Criterii măsurabile de selecție

Studiul propune prioritizarea după putere, energie, durata de funcționare, randament și coeficient de instalare. Aceste criterii trebuie completate cu disponibilitatea, costul mentenanței, pierderile hidraulice, starea civilă, valoarea serviciilor de sistem, capacitatea de racordare neutilizată și sensibilitatea ecologică. Pragurile de screening din studiu sunt utile: putere peste 45 MW sau producție peste aproximativ 115 GWh, timp de funcționare peste 2.866 ore și coeficient de instalare sub mediana 3,5 [1].

Centralele de pe Bistrița sunt identificate ca grup prioritar pentru intervenții țintite, iar Lotru-Ciunget, Colibița, Izvorul Muntelui–Bicaz și Porțile de Fier I sunt menționate ca amplasamente care merită analizate pentru flexibilitate sau acumulare prin pompaj, fără ca această nominalizare să înlocuiască studiile de fezabilitate și evaluarea de mediu [1].

7.3. Indicatori obligatorii pentru fiecare proiect

Domeniu	KPI minimi
Energetic	MWh suplimentari/an; randament; pierderi hidraulice; disponibilitate; energie restricționată evitată.
Sistem	MW de rezervă; viteză de răspuns; capacitate de reglaj; utilizarea racordului; congestie evitată.
Economic	CAPEX, OPEX, VAN, RIR, cost/MWh suplimentar, venituri pe servicii, sensibilitate la preț și hidrologie.
Echipamente	porniri–opri, ore în afara zonei optime, vibrații, tranziții, intervale de mentenanță și
Mediu	debit ecologic, conectivitate piscicolă, sedimente, calitatea apei, biodiversitate și emisii pe ciclul de
BESS	MW/MWh disponibili, eficiență, degradare, cicluri, disponibilitate, incidente, energie regenerabilă recuperată.

8. Măsuri de politică publică și reglementare

1. Adoptarea unui Program Național de Retehnologizare Hidroenergetică 2027–2035, cu portofoliu public, calendar, bugete, indicatori și raportare anuală.
2. Obligatorietatea evaluării hibridizării și a stocării pentru fiecare retehnologizare majoră, inclusiv analiza capacității de racordare neutilizate și a limitelor reale ale stației și rețelei.
3. Crearea unui cadru explicit pentru cable pooling și proiecte hibride: limită comună de export, reguli de măsurare, responsabilitate pentru dezechilibru, acces la piețe și tratamentul capacității instalate în spatele racordului.
4. Remunerarea neutră tehnologic a flexibilității și permiterea cumulării compatibile a veniturilor din energie, echilibrare, servicii auxiliare, capacitate și managementul congestiei.
5. Finanțare condiționată de performanță: plățile publice sau europene să fie legate de randament, disponibilitate, energie suplimentară, reducerea pierderilor și indicatori ecologici verificați după punerea în funcțiune.
6. Standardizarea datelor și a modelării: serii suborare, scenarii hidrologice și climatice, prețuri, degradare BESS, costul capitalului și analiză de sensibilitate publicată.
7. Plan de competențe și lanț industrial: instruirea operatorilor, parteneriate cu universități și furnizori, cerințe de transfer tehnologic și mentenanță pe termen lung.
8. Integrarea protecției mediului în proiect, nu ca anexă: debit ecologic, pești, sedimente, calitatea apei și monitorizare post-investiție cu date accesibile.

9. Concluzie

România dispune deja de o infrastructură hidroenergetică extinsă, construită cu costuri economice, sociale și de mediu importante. Nevalorificarea acestora la nivelul tehnologic actual ar însemna pierderea unei resurse strategice. Retehnologizarea poate furniza sute de GWh anual, poate prelungi viața activelor, poate reduce pierderile și poate transforma hidrocentralele în furnizori moderni de flexibilitate.

Noua dimensiune a problemei este racordarea. Potențialul de a integra 1,8 GW de eolian și fotovoltaic prin racordurile hidro existente arată că retehnologizarea nu privește doar energia hidro. Ea poate debloca investiții regenerabile care altfel ar rămâne în cozi de racordare. Hibridizarea,

managementul comun al exportului și stocarea pot crește utilizarea unei infrastructuri deja plătite și pot reduce presiunea imediată asupra rețelei [2].

Bateriile trebuie utilizate pentru ceea ce fac cel mai bine: răspuns rapid, control fin și deplasare pe durate scurte. Hidrocentralele și pompajul trebuie utilizate pentru energia și flexibilitatea de durată. Operate împreună, aceste active pot livra mai mult decât suma componentelor: energie regenerabilă suplimentară, racorduri utilizate mai bine, mai puțină uzură, mai puține restricționări și un sistem mai sigur.

Poziția finală este fermă: înainte de a considera noi intervenții hidroenergetice cu impact major, România trebuie să epuizeze sistematic potențialul de eficiență, flexibilitate, hibridizare și stocare al amenajărilor existente. Această ordine a priorităților este mai rapidă, mai economică și mai compatibilă cu protecția mediului.

Referințe

- [1] Ilinca, C.; Puia, R.; Ilinca, B. „Studiu privind potențialul de retehnologizare a hidrocentralelor din România”, S.C. Aqua Invest S.R.L., București, publicat de WWF România în 2025.
- [2] EconoMedia, „România poate conecta 17% din capacitatea planificată de energie regenerabilă prin centralele sale hidroelectrice, evitând blocajele din rețea”, publicat la 22.07.2026, pe baza analizei Ember. [Sursă online](#)
- [3] International Energy Agency, „Electricity 2026 – Flexibility”, 2026. [Sursă online](#)
- [4] Comisia Europeană, „Commission recommendations on how to exploit the potential of energy storage”, 14.03.2023. [Sursă online](#)
- [5] Comisia Europeană, „Key facts on energy storage”, versiune consultată la 23.07.2026. [Sursă online](#)
- [6] Gevorgian, V. et al., „Provision of Grid Services by PV Plants with Integrated Battery Energy Storage System”, NREL / National Laboratory of the Rockies, lucrare de conferință. [Sursă online](#)