



WWF

#NaturaAcasa

Studiul Potențialului de Stocare a Energiei Hidroenergetice Pompate în România

Dr. ing. Cornel Ilinca, dr. ing. Cristian Anghel, ing. Răzvan Puia, ec. Bogdan Ilinca

Cuprins

<i>Cuprins</i>	2
<i>Lista figurilor</i>	7
1. Privire de ansamblu asupra stocării de energie hidrică prin pompare	8
2. Metodologia de dezvoltare a PHEs	14
2.1. Considerații specifice site-ului.....	14
2.2. Analiza tehnică.....	16
2.3. Analiza impactului asupra mediului.....	19
2.3.1. Impacturi Hidrologice.....	20
2.3.2. Biodiversitate și impact asupra ecosistemelor.....	21
2.3.3. Implicațiile schimbărilor climatice.....	21
2.3.4. Impacturi sociale și culturale.....	22
2.3.5. Strategii de atenuare.....	23
2.4. Analiza cost-beneficiu.....	24
2.4.1. Costuri de capital.....	24
2.4.2. Costuri operaționale și de întreținere.....	25
2.4.3. Costuri de mediu și sociale.....	26
2.4.4. Beneficii economice și energetice.....	26
2.4.5. Comparatie cost-beneficiu.....	27
3. Potențialul României de dezvoltare a PHEs: studii de caz	27
3.1. Studiu de caz Tarnița –Lăpușești.....	29
3.2. Studiu de caz Colibita.....	36
3.3. Studiu de caz Socol.....	40
3.4. Studiu de caz Frasin – Pângărați.....	42
3.5. Studiu de caz Simian.....	44
3.6. Studiu de caz Poiana Marului.....	46
3.7. Studii de caz lacul Oasa.....	48
3.8. Studiu de caz Siriu.....	53
4. Concentrația ridicată de energie nu este ideală	56
4.1. Presiune pe rețea.....	56
4.2. Fezabilitate economică.....	57
4.3. Probleme de mediu.....	57
4.4. PHEs mai mic (maximum 300 MW) este considered to be o soluție mai bună.....	58
5. RheEnergise ca soluție alternativă	58
5.1. An added value la sistemele de stocare a energiei hidraulice cu pompare.....	60
5.2. Impactul asupra mediului.....	60
5.3. Implicații economice.....	60
5.3.1 Analiza cost-beneficiu.....	60
5.3.2 Potențialul pieței.....	60
5.4. Aplicații din lumea reală.....	61
5.4.1 Probe de teren și demonstrații.....	61
5.4.2 Integrarea energiei regenerabile.....	61
5.5. Implicații de mediu și sociale.....	61

6. Concluzii si recomandări.....	61
Anexa 1. Variația prețurilor în piața zilei următoare. Exemple reprezentative.....	64
Referințe.....	65

NOMENCLATURĂ

PHES - Stocare hidraulică pompată

PHSIF - Forumul Internațional de Stocare Hidropompată

IHA - Asociația Internațională de Hidroenergie

EIM - Evaluări de impact asupra mediului

CBA - Analiza cost-beneficiu

NES - Sistemul Energetic Național

NNR - Nivel de retenție normal

NmE - Nivel minim de exploatare

Rezumat

Pumped Hydro Energy Storage (PHES) este o soluție pentru echilibrarea Sistemului Energetic Național (NES) al României, permițând o mai bună integrare a surselor de energie regenerabilă, cum ar fi eolianul și solarul. Odată cu creșterea cererii de stocare a energiei atât la nivel european, cât și național, PHES oferă o metodă matură și eficientă pentru a îmbunătăți stabilitatea rețelei, securitatea energetică și tranziția către o economie cu emisii scăzute de carbon.

România a identificat zece locații potențiale pentru proiecte PHES, cu o capacitate combinată de peste 2.000 MW.

PHES permite trecerea energiei de la cererea în afara perioadei de vârf la cea de vârf, sporind rezistența sistemului și susținând capabilitățile de pornire neagră esențiale pentru recuperarea rețelei în cazul întreruperilor la scară largă. În timp ce costurile de capital inițiale sunt mari, beneficiile economice, de mediu și sociale pe termen lung depășesc investițiile.

Proiectul Frasin-Pângărați, cu o capacitate de 300 MW, o investiție de 300 de milioane de euro și o perioadă estimată de amortizare de 11,2 ani, este o opțiune promițătoare care beneficiază de infrastructura hidrotehnică existentă, reducând la minimum perturbarea mediului. Proiectul Tarnița-Lăpușești a fost planificat inițial pentru 1.000 MW, dar se confruntă cu riscuri economice și de mediu, cu recomandarea de a-l reduce la 300 MW. Proiectul Colibița, cu o capacitate de 200 MW, este rentabil și bine integrat în NES, dar este situat într-un sit Natura 2000, necesitând o atenție ecologică atentă. Proiectul Socol, planificat inițial pentru 1.000 MW, a fost redus la 250 MW din cauza constrângerilor economice și de mediu, dar locația sa în Parcul Natural Porțile de Fier rămâne o problemă importantă. Siturile Lacul Oașa – Girbova, Plesi și Cugir – au o capacitate combinată de 900 MW și sunt fezabile din punct de vedere tehnic, dar prezintă provocări financiare și ecologice majore. Proiectul Siriu, cu o capacitate de 300 MW, are un potențial semnificativ de hidropompă, dar este constrâns de costuri ridicate, instabilitate geologică și riscuri pentru biodiversitate. Proiectele Simian și Poiana Mărului, ambele situate în situri Natura 2000, ridică îngrijorări cu privire la daunele ecologice și necesită o evaluare atentă.

În timp ce PHES contribuie la atenuarea schimbărilor climatice prin sprijinirea surselor regenerabile și prin reducerea dependenței de combustibili fosili, ridică provocări grave de mediu. Faza de construcție poate duce la defrișare, distrugerea habitatului și

pierderea biodiversității. Crearea rezervoarelor poate modifica hidrologia, afectând disponibilitatea apei și ecosistemele acvaticе, iar descompunerea materiei organice poate genera emisii de metan.

Pentru a atenua aceste impacturi, proiectele PHES trebuie să fie amplasate strategic departe de ariile protejate, cum ar fi siturile Natura 2000, cu studii detaliate de selecție a amplasamentului asigurând perturbări ecologice minime. Studiul a evaluat locațiile potențiale, acordând prioritate celor cu infrastructură existentă pentru a reduce impactul asupra mediului. De exemplu, Frasin-Pângărați a fost identificat ca având riscuri ecologice minime, în timp ce alte locații necesită garanții suplimentare. Strategiile adecvate de gestionare a apei vor preveni retragerile excesive care afectează ecosistemele din aval. În plus, implementarea programelor de reîmpădurire, control al eroziunii și restaurare a habitatelor poate ajuta la compensarea degradării terenurilor.

Dincolo de preocupările legate de biodiversitate, proiectele PHES pot avea un impact asupra comunităților locale prin schimbări în utilizarea terenurilor și fluctuații ale nivelului apei. Implicarea transparentă a părților interesate, politicile echitabile de compensare și strategiile de management adaptativ sunt esențiale pentru menținerea acceptării sociale și pentru asigurarea unui echilibru corect între securitatea energetică și protecția mediului.

Pentru a maximiza beneficiile PHES, România ar trebui să acorde prioritate PHES în strategia sa energetică națională, valorificând sursele de finanțare ale UE. Optimizarea proiectării proiectelor prin automatizare, digitalizare și sisteme de management al energiei în timp real va spori eficiența. Integrarea PHES cu soluții de stocare complementare, cum ar fi baterii de mare capacitate și hidrogen verde, va ajuta la menținerea unui mix energetic echilibrat. Încurajarea instalațiilor PHES distribuite (<300 MW) va îmbunătăți flexibilitatea rețelei, reducând în același timp riscurile financiare și de mediu.

Lista figurilor

Figura 1-Comparația costurilor efective pe durata de viață ale tehnologiilor de stocare a energiei pe o perioadă de 80 de ani, (durată de 10 ore, 2020)	7
Figura 2- Un posibil aspect al unui sistem PHES	11
Figura 3- Locația Tarnița–Lăpuștești (46°43'15.3"N 23°13'01.6"E)	26
Figura 4- Locația Colibița (47°06'52.6"N 24°54'42.4"E)	32
Figura 5- Locația Socol (44°48'29.0"N 21°25'25.2"E)	36
Figura 6- Locația Frasin – Pângărați (46°58'40.9"N 26°09'09.7"E)	38
Figura 7- Locația Simiană (44°40'11.5"N 22°46'20.1"E)	40
Figura 8- Locația Poiana Marului (45°29'36.9"N 22°25'12.0"E)	41
Figura 9- Lacul Oasa: locatia Girbova (45.84411°N, 23.71742°E)	43
Figura 10- Lacul Oasa: locatia Plesi (45°48'52.0"N 23°36'49.5"E)	44
Figura 11- Lacul Oasa: locatia Cugir (45°49'04.0"N 23°23'50.8"E)	46
Figura 12- Locația lacului Siriu (45°39'14.9"N 26°11'41.4"E)	47

Lista de tabele

Tabelul 1. Comparația tehnologiilor de stocare a energiei	8
Tabelul 2. Top cinci țări cu cele mai mari capacități instalate	10
Tabelul 3. Stocare de energie hidrolică pompată modernizată	11
Tabelul 4. Situri potențiale optime	28
Tabelul 5. Caracteristicile tehnice ale turbinei-pompa	32
Tabelul 6. Caracteristici tehnice finale	33
Tabel 7. Prognoza veniturilor (estimate pentru anul 2024)	38
Tabelul 8. Comparația tehnică și economică	58

1. Privire de ansamblu asupra stocării de energie hidrică prin pompare

Centralele hidroelectrice cu pompare (în buclă deschisă sau închisă) sunt centrale hidroelectrice care au ca scop generarea de energie electrică suplimentară. Conceptul unor astfel de plante este de a pompa rezervorul de la un nivel inferior la un nivel superior și apoi, atunci când este necesar, să elibereze acel volum de apă înapoi în rezervorul inferior. Apa este pompată în rezervorul superior în timpul orelor de vârf, când prețurile la energie electrică sunt scăzute, și eliberată în rezervorul inferior în orele de vârf, când prețurile energiei electrice sunt mari, rezultând un câștig economic. Astfel, centralele de stocare a energiei hidraulice prin pompare (PHEs) urmăresc să exploateze diferența de preț dintre stocarea și generarea energiei electrice [1].

PHEs este o tehnologie matură care oferă o soluție fiabilă și eficientă pentru stocarea unor cantități mari de energie.

Sistemele PHEs joacă un rol crucial în stabilitatea rețelei, în special în integrarea surselor variabile de energie regenerabilă, cum ar fi energia eoliană și solară. Hidroelectricitatea cu stocare prin pompare este cea mai mare formă de stocare a energiei în rețea.

Această tehnologie matură, disponibilă comercial, generează energie reprezentând mai mult de 99% din capacitatea instalată a sistemelor de stocare a energiei [2].

Avantajul principal al PHEs este eficiența sa ridicată. Eficiențe dus-întors de 70–80% sunt realizabile prin sistemele PHEs actuale, ceea ce indică faptul că o cantitate considerabilă de energie este convertită în ieșire electrică. Eficiența ridicată a PHEs oferă o opțiune accesibilă de stocare a energiei. PHEs oferă un grad ridicat de flexibilitate și scalabilitate. Sistemele PHEs pot fi proiectate pentru a stoca cantități mari de energie, făcându-le potrivite pentru aplicații de stocare a energiei la scară largă. De asemenea, pot reacționa rapid la variațiile cererii de energie, oferind servicii utile de echilibrare a rețelei. Stocarea prin pompare este o componentă esențială a rețelei de energie electrică, având capacitatea de a răspunde aproape instantaneu la modificările cantității de energie electrică care circulă prin rețea.

Tabelul 1 oferă informații despre tipurile de stocare și costurile unitare, între alte depozite (înmagazinare electrochimică, termică, electrică și hidrogen) și instalații de stocare

prin pompare. Acest tabel este pregătit cu indicatori de Forumul Internațional Pumped Hydro Storage (PHSIF).

Conform studiului privind capacitățile de stocare cu hidrocarburi și costurile acestui forum, pump costurile investițiilor în stocare sunt încă mult mai mari. În cel mai optimist caz (în funcție de caracteristicile amplasamentului) costul ar fi estimat la 1 milion euro/MW, dar în general costul estimat ar fi de 2,2 milioane euro/MW putere instalată.

Tabelul 1. Comparația tehnologiilor de stocare a energiei [1, 3]

Costuri	Stocarea mecanică a energiei	Stocare electrochimică, termică, electrică și hidrogen				
	Depozitare cu pompare	Litiu-ion stocarea bateriei	plumb-acid baterii	Baterie cu vanadiu	Depozitare aer comprimat	Hidrogen
CAPEX de putere medie (USD/kW)	2202	3565	3558	3994	1089	3117
CAPEX energie medie (USD/kWh)	220	356	356	399	109	312
O&M fix mediu (USD/kWh/an)	30	8,82	12.04	11.3	8,74	28.5
CAPEX efectiv (USD/kW)*	2910	10570	11720	16170	3110	8890

Dar, în comparație cu alte opțiuni de stocare a energiei PHES, are în prezent un ușor avantaj în ceea ce privește costurile pe termen lung. Figura 1 arată avantajul de cost pe termen lung al PSEH față de alte surse de tehnologii de stocare a energiei [3].

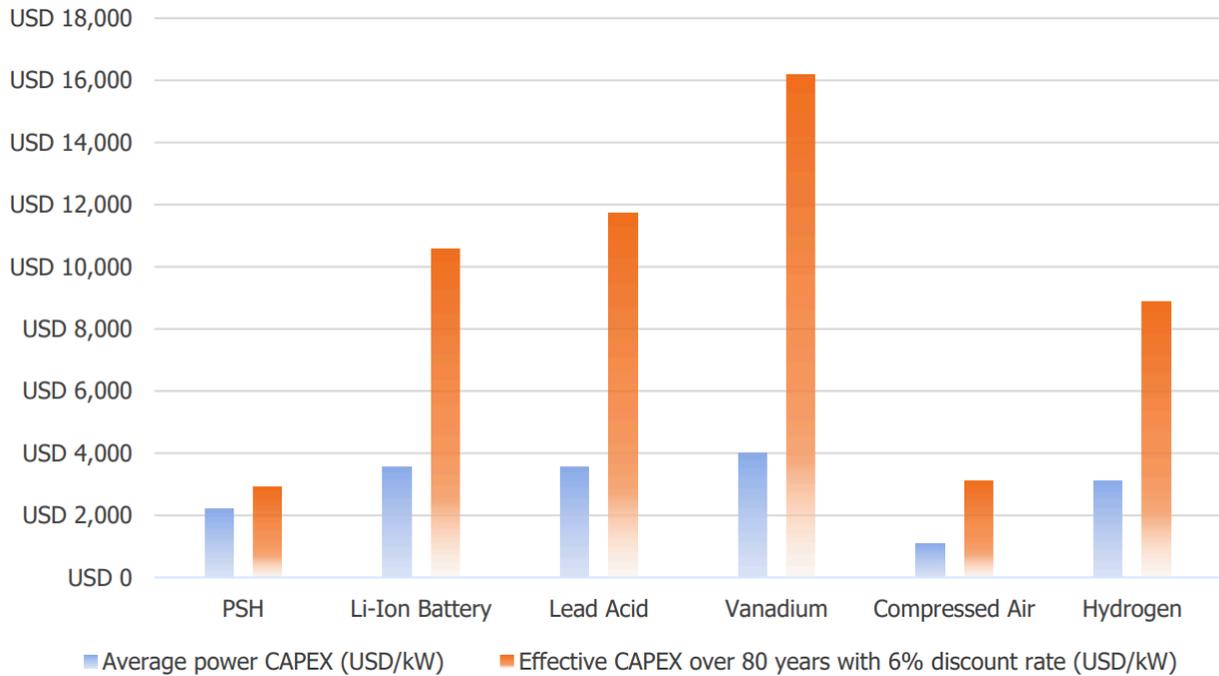


Figura 1 - Comparația costurilor efective pe durata de viață ale tehnologiilor de stocare a energiei pe o perioadă de 80 de ani, (durată de 10 ore, 2020)

Dar, stocarea electrochimică, termică, electrică și hidrogen poate fi folosită ca vehicul de sprijin pentru instalațiile PHES, especially tehnologia bateriei litiu-ion. Tehnologia bateriilor cu litiu-ion a apărut ca soluție dominantă de stocare a energiei în ultimii ani, oferind mai multe avantaje care o fac o completare valoroasă a instalațiilor PHES. Bateriile litiu-ion pot suporta PHES și pot îmbunătăți sistemele de stocare a energiei:

- 1) Instalațiile PHES, deși eficiente pentru stocarea energiei pe termen lung, au timpi de accelerare mai lenți în comparație cu bateriile. Bateriile litiu-ion pot umple acest gol prin stabilizarea rețelei în timpul vârfurilor bruște ale cererii sau scăderilor de energie regenerabilă, deoarece bateriile litiu-ion oferă timpi de răspuns rapid, care sunt ideali pentru a face față fluctuațiilor pe termen scurt ale cererii și ofertei de energie.
- 2) Bateriile cu litiu-ion pot stoca surplusul de energie în perioadele de vârf de generare, în timp ce PHES se ocupă de stocare mai mare și de durată mai lungă. Împreună, ele sporesc capacitatea de a netezi variabilitatea energiei regenerabile.
- 3) Combinarea bateriilor PHES și litiu-ion într-un sistem hibrid de stocare a energiei valorifică punctele forte ale ambelor tehnologii: a) PHES oferă eficiență ridicată și capacitate pentru transferuri de energie pe termen lung; b) Bateriile litiu-ion asigură descărcarea rapidă pentru echilibrarea pe termen scurt și reglarea frecvenței.

Integrarea acestora într-un ecosistem de stocare a energiei permite o rețea de energie mai rezistentă, flexibilă și durabilă, capabilă să susțină o penetrare în creștere a energiei regenerabile și să răspundă nevoilor diverse de stocare a energiei.

Conform Raportului de stare IHA 2022 [4], în întreaga lume există centrale electrice cu acumulare prin pompare cu o capacitate instalată de aproximativ 162 GW. Cele cinci țări cu cea mai mare capacitate instalată sunt enumerate în Tabelul 2 [1,5].

Tabelul 2. Top cinci țări cu cele mai mari capacități instalate

Țări cu depozitare hidropompă	Capacitatea instalată (GW)
China	36,0
Japonia	27.5
Statele Unite ale Americii	22.0
Italia	7.6
Germania	6.2

O altă componentă importantă, pe lângă dezvoltarea de noi unități, este renovarea unităților existente, beneficiind astfel de know-how-ul aferent acestor măsuri de reabilitare, pentru implementarea cu succes a noilor unități.

Reabilitarea hidrocentrelor pompate a devenit o prioritate în contextul tranziției energetice și al necesității integrării surselor regenerabile intermitente în sistemele energetice naționale.

În ultimii ani au fost finalizate cu succes numeroase proiecte de modernizare, având ca scop creșterea eficienței, capacității de stocare și a duratei de viață a acestor instalații.

Tabelul 3 prezintă nouă astfel de centrale electrice reabilite, fiecare exemplificând inovațiile tehnologice implementate și contribuția acestora la asigurarea stabilității și flexibilității sistemelor energetice [6]. Aceste proiecte sunt exemple remarcabile ale eforturilor globale de adaptare la cerințele unei economii durabile și rezistente.

Tabelul 3. Stocare de energie hidrolică pompată modernizată [6]

Stocarea energiei hidrolice prin pompare	Țară
judetul Bath	Virginia, SUA
Frades II	Portugalia, Europa
Goldisthal	Turingia, Germania
Guangzhou	Guangzhou, China
Tai'An	provincia Shandong, China
Shisanling	Shisanling, China
Kopswerk II	Austria
Limberg II	Austria
Ingula	Africa de Sud

Prin stocarea excesului de energie generată din surse regenerabile, PHES oferă o more modalitate eficientă și prietenoasă cu mediul de a echilibra rețeaua fără a contribui la consumul de energie primară din combustibili fosili sau energie nucleară. În schimb, acționează ca o baterie uriașă, stochând excesul de energie în timpul orelor de vârf și eliberând-o în perioadele de cerere de vârf. Beneficiile pentru mediu sunt reducerea emisiilor de carbon.

mai multe tehnologii PHES , inclusiv:

- PHES convenționale: are sisteme tradiționale în buclă deschisă cu rezervoare mari, conectate la un corp de apă natural, cum ar fi un râu, un lac sau un rezervor, relying asupra ciclului hidrologic existent. Aceste sisteme necesită o conexiune continuă la un sistem hidrologic natural și pot fi integrate în hidrocentrale sau lacuri de acumulare existente. Are costuri de implementare mai mici datorită utilizării corpurilor de apă și a infrastructurii existente.
- PHES în buclă închisă: fiind independent de corpurile naturale de apă și funcționând cu două rezervoare, construite special pentru sistem. Aceste sisteme nu depind de caracteristicile hidrologice sau de schimbările climatice.

- Hidroelectricitate cu stocare prin pompare: Sisteme la scară mai mică sunt adesea integrate cu hidrocentrale existente.

În funcție de tipul de dezvoltare PHES, principalele avantaje ale centralelor de stocare prin pompare sunt: 1) Centralele de stocare prin pompare flexibile și fiabile sunt capabile să reacționeze la fluctuațiile rețelei în cel mai scurt timp posibil prin generarea energiei electrice necesare sau prin absorbția oricărui exces; 2) Conceptele hibride, care combină stocarea prin pompare și energia eoliană sau solară, reprezintă o ieșire de rezervă în condiții de vânt scăzut sau lipsă de soare; 3) „Bateria verde”. Cu stadiul actual al tehnologiei, stocarea prin pompare reprezintă o soluție viabilă din punct de vedere economic pentru stocarea energiei pe scară largă; 4) Valoare economică ridicată. Instalațiile de stocare cu pompare funcționează la un nivel de eficiență de până la 82%; 5) Managementul resurselor de apă și controlul inundațiilor în sisteme cu buclă deschisă; 6) Durată de viață excepțională de peste 80 de ani; 7) Concepte simbiotice. Energie regenerabilă și apă proaspătă curată.

Deși PHES oferă numeroase beneficii, are și dezavantaje. Restricțiile geografice pentru zonele ideale, cum ar fi prezența surselor de apă și topografia adecvată, pot restricționa utilizarea pe scară largă a PHES. Dezvoltarea de noi proiecte PHES poate fi constrânsă de preocupările de mediu.

În ceea ce privește situația din România, există instalații hidroenergetice de pompare, dar sunt relativ puține în comparație cu alte țări. Principala astfel de instalație este Hidrocentrala Lotru-Ciunget cu stocare prin pompare, cunoscută și sub numele de Lacul Vidra-Ciunget. Utilizează un sistem de transfer de apă între rezervoare pentru a produce electricitate în perioadele de vârf și pentru a stoca energie în perioadele de vârf prin pomparea apei înapoi în lacul superior. Schema de pompare este prevăzută pentru ramurile Nord și Sud (puse în funcțiune în 1977-1978) ale întregii dezvoltări Lotru, respectiv în Lacul și Stația de Pompare Petrimanu (31,5 MW), Lacul și Stația de Pompare Jidoaia (21 MW) și Lacul și Stația de Pompare din Aval Lotru (8 MW).

O altă dezvoltare este reprezentată de proiectul hidroenergetic cu lac rezervor de la Frunzaru, pe râul Olt, cu o putere instalată de 200 MW [7], however, nu este utilizat deoarece nu este rentabil și schema de dezvoltare nu este completă.

De-a lungul timpului, au existat discuții despre realizarea altor instalații hidroenergetice de pompare în România, precum proiecte în Munții Apuseni sau extinderea celor existente, dar acestea au rămas în faze de planificare sau studii de fezabilitate din cauza

constrângerilor financiare sau a altor priorități energetice [9]. În conformitate cu analiza aprofundată a Comisiei privind atingerea neutralității climatice până în 2050, se anticipează, de asemenea, o oarecare creștere a stocării prin pompare, deși se așteaptă ca bateriile să înregistreze cea mai mare creștere [20].

2. Metodologia de dezvoltare a PHES

2.1. Considerații specifice site-ului

Abordarea studiului implică colectarea datelor geografice, hidrologice și de mediu pentru a identifica potențialele situri PHES. Acestea includ hărți topografice, date despre resursele de apă și hărți ale infrastructurii rețelei. Datele de la instalațiile hidroelectrice existente și datele meteorologice sunt, de asemenea, integrate în analiză.

Criteriile de selecție a amplasamentului pentru PHES includ diferența de altitudine, apropierea de sursele de apă, stabilitatea geologică și accesibilitatea. În plus, impacturile de mediu și socio-economice sunt luate în considerare pentru a asigura fezabilitatea și sustenabilitatea proiectului. Figura 2 prezintă un aspect general al unui sistem PHES [11].

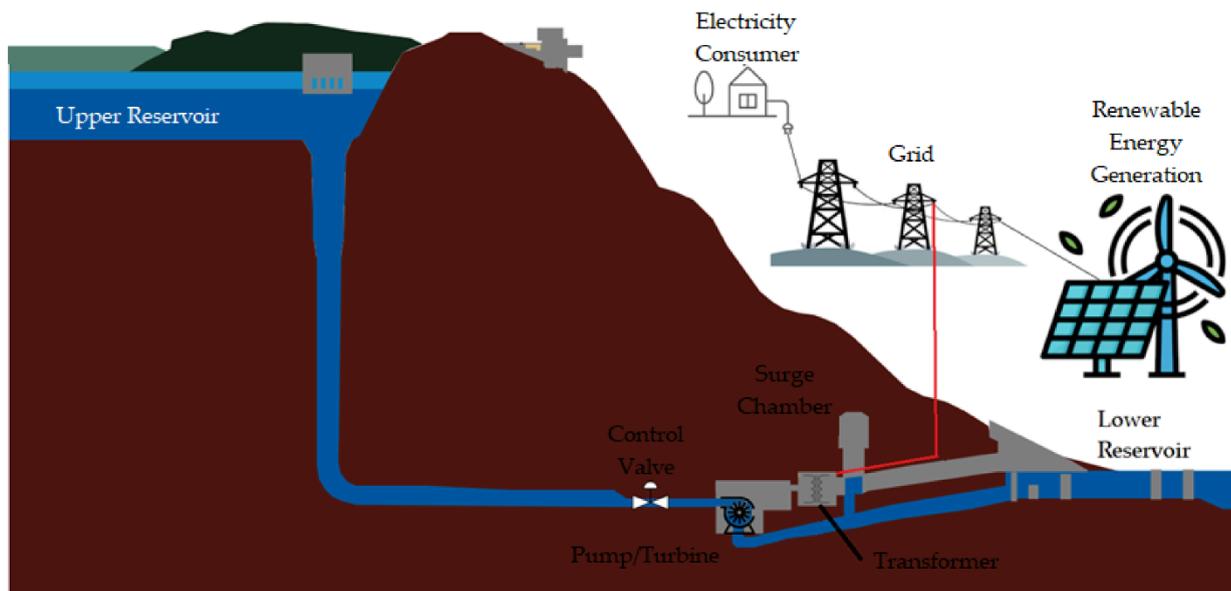


Figura 2 - Un posibil aspect al unui sistem PHES

Mai mulți factori pot limita adecvarea unui site pentru dezvoltarea PHES:

- Topografie: O diferență semnificativă de altitudine între rezervoarele superioare și inferioare este esențială pentru a maximiza capacitatea de stocare a energiei. Regiunile muntoase cu pante abrupte și resurse abundente de apă sunt ideale pentru PHES. [12]

- Disponibilitatea apei: O sursă de apă fiabilă este crucială pentru asigurarea funcționării continue a instalației PHES. Râurile, lacurile sau rezervoarele artificiale pot fi folosite ca surse de apă.
- Date meteorologice: Datele meteorologice cuprinzătoare sunt cruciale pentru fezabilitatea tehnică, economică și de mediu a proiectelor PHES. Limitările care decurg din condițiile meteorologice nefavorabile pot fi adesea atenuate prin design inovator și strategii operaționale. Studiile incipiente de fezabilitate ar trebui să includă analize meteorologice detaliate pentru a selecta locurile optime și pentru a dezvolta sisteme rezistente.
- Date de la instalațiile hidroelectrice existente: importanța datelor existente despre centralele hidroelectrice din vecinătatea site-urilor potențiale PHES constă în capacitatea sa de a influența adecvarea sitului, fezabilitatea proiectului și integrarea sistemului. Centralele hidroelectrice și instalațiile PHES pot concura pentru aceleași resurse de apă. Dacă resursele de apă sunt deja intens utilizate de centralele existente, disponibilitatea apei pentru operațiunile PHES poate fi limitată. Astfel, sunt necesare studii hidrologice detaliate pentru a evalua echilibrul dintre operațiunile existente ale centralei și cerințele suplimentare ale PHES.
- Condiții geologice: Sunt necesare formațiuni geologice stabile pentru a asigura integritatea structurală a rezervoarelor și a centralelor electrice.
- Impactul asupra mediului: proiectele PHES pot avea un impact semnificativ asupra mediului, inclusiv distrugerea habitatului, degradarea calității apei și poluarea vizuală. Sunt necesare măsuri de planificare atentă și de atenuare pentru a minimiza aceste impacturi.
- Conectivitate la rețea: centrala PHES ar trebui să fie situată în apropierea unei rețele de transport puternice pentru a facilita transferul de energie electrică către consumatori.
- Impactul social și economic: Proiectul ar trebui să ia în considerare impactul social și economic asupra comunităților locale, cum ar fi crearea de locuri de muncă, schimbările în utilizarea terenurilor și potențialele deplasări.

2.2. Analiza tehnică

Analiza implică evaluarea fezabilității tehnice a site-urilor potențiale, inclusiv studii geologice, studii hidrologice și evaluări preliminare de proiectare. Această analiză ajută la identificarea celor mai potrivite locații pentru dezvoltarea PHES în România.

Sistemele PHES pot fi clasificate în general în configurații convenționale (folosind rezervoare de suprafață, buclă deschisă sau închisă) și subterane (folosind mine abandonate sau caverne subterane). Potențialul României constă în ambele tipuri, în funcție de condițiile specifice site-ului. Progresele în tehnologia turbinelor și pompelor au îmbunătățit eficiența și performanța, făcând PHES o opțiune mai atractivă pentru stocarea energiei.

Sistemele PHES au de obicei eficiențe ridicate dus-întors, variind de la 70% la 80%. Factorii care afectează eficiența includ:

- Eficiența pompei și a turbinei
- Pierderea capului în conducte și tuneluri

O analiză inginerescă detaliată ar evalua fezabilitatea tehnică a fiecărui amplasament, implicând următoarele:

- Proiectarea și construcția rezervorului
- Alegerea pompei și turbinei
- Design centrală
- Infrastructura liniilor de transport

Analiza din punct de vedere tehnic presupune calcularea și detalierea: 1) identificării locației, calculelor hidrologice privind disponibilitatea resursei de apă; 2) determinarea energiei potențiale de stocat; 3) Puterea necesară pentru pompare; 4) Timpul necesar pentru pompare; 5) dimensionarea rezervoarelor; 6) Puterea obținută prin turbină (eliberarea apei).

1) Calcule hidrologice

Prima etapă (în sistemele în buclă deschisă) constă în efectuarea calculelor hidrologice din secțiunea analizată, privind resursa de apă disponibilă, folosind curbele de durată a debitelor medii zilnice și medii lunare. Pe baza rezultatelor acestor analize se stabilește stocul de apă disponibil.

2) Calcule energetice

- a. Energia potențială de stocat:

Energia stocată este determinată cu următoarea relație:

$$E = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta \cdot t$$

unde:

- E (kWh), reprezintă energia medie stocată
- ρ , este densitatea apei (1000 kg/m³)
- g , este accelerația datorată gravitației (9,81 m/s²)
- Q , este debitul utilizabil (m³/s)
- H , este căderea netă (m); diferența hidraulică dintre cele două rezervoare
- η , reprezintă eficiența totală a sistemului de „pompare a instalației”.
- t , este timpul de funcționare (aproximativ 8 ore)

b. Putere necesară pentru pompare

Puterea de pompare se determină cu următoarea relație:

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta_p}$$

Unde:

- P (kW), reprezintă puterea de pompare
- ρ , este densitatea apei (1000 kg/m³)
- g , este accelerația datorată gravitației (9,81 m/s²)
- Q , este debitul utilizabil (m³/s)
- H , este căderea netă (m); diferența hidraulică dintre cele două rezervoare
- η_p , reprezintă randamentul de pompare al hidrounității

c. Timp necesar pentru pompare

Timpul necesar umplerii rezervorului se determină cu următoarea relație:

$$t = \frac{V_{max}}{Q}$$

Unde:

- t , timp de pompare (ore)

- Q , este debitul pompei (m^3/s)
- V_{max} , este volumul total de apă pompat (volumul rezervorului superior, m^3)

d. Dimensionarea rezervoarelor

Rezervorul superior trebuie să aibă un volum suficient pentru a stoca cantitatea de apă aferentă energiei maxime.

$$V_{max} = \frac{E_{max}}{\rho \cdot g \cdot H \cdot \eta}$$

e. Puterea obținută prin descărcare

Puterea generată prin descărcare se calculează cu relația:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta_u$$

Unde:

- P (kW), reprezintă puterea turbinei
- ρ , este densitatea apei ($1000 \text{ kg}/m^3$)
- g , este accelerația datorată gravitației ($9,81 \text{ m}/s^2$)
- Q , este debitul utilizabil (m^3/s)
- H , este căderea netă (m); diferența hidraulică dintre cele două rezervoare
- η_u , reprezintă randamentul hidroagregatului în timpul descărcării

O componentă tehnică importantă este dimensionarea și optimizarea hidraulică a sistemului, și anume reducerea pierderilor de sarcină în căi navigabile și conducte.

Ecuțiile lui Manning și Strickler oferă o bază pentru calcularea pierderilor de presiune liniare (pierderi distribuite) în conducte, ajutând inginerii să minimizeze disiparea energiei hidraulice.[13]

$$\lambda_M = \frac{2 \cdot g \cdot 4^{\frac{4}{3}} \cdot n_{ad}^2}{\left(\frac{D_{ad}}{m}\right)^{\frac{1}{3}} \cdot \frac{m}{s^2}}$$

unde,

(D), este diametrul conductei.

(n), este coeficientul de rugozitate Manning (sau coeficientul Strickler, care este inversul lui Manning n).

(λ), este factorul de frecare, un coeficient adimensional care ține cont de rugozitatea pereților canalului și de condițiile de curgere.

Factorul de frecare (λ) este un parametru crucial în determinarea mărimii pierderilor de sarcină liniare. Depinde de rugozitatea suprafeței canalului și de numărul Reynolds (o mărime adimensională care caracterizează regimul de curgere).

2.3. Analiza impactului asupra mediului

Respectarea standardelor de durabilitate este crucială pentru proiectele PHES. Aceasta include minimizarea impactului asupra mediului related to both location and technology, promovarea utilizării energiei regenerabile și asigurarea durabilității operaționale pe termen lung. Respectarea reglementărilor naționale și internaționale de mediu este obligatorie. Impactul asupra mediului al unui sistem energetic național este determinat în mare măsură de mixul său energetic, combustibilii fosili contribuind în mod semnificativ la emisii. Deoarece sursele de energie regenerabilă, cum ar fi vântul și solarul, sunt intermitente și dificil de previzionat, adoptarea pe scară largă a sistemelor de stocare a energiei electrice este importantă pentru atenuarea impactului lor asupra mediului și pentru promovarea unui viitor energetic durabil.

PHES contribuie la rezistența la climă, permițând o mai mare penetrare a energiei regenerabile, reducând emisiile de gaze cu efect de seră și oferind o rezervă fiabilă în timpul evenimentelor meteorologice extreme. Rolul său în îmbunătățirea stabilității rețelei îl face o componentă cheie a strategiilor de adaptare la climă.

Proiectele PHES trebuie să respecte reglementările stricte de mediu pentru a proteja habitatele naturale și resursele de apă. Aceasta implică obținerea autorizațiilor necesare, efectuarea evaluărilor de impact asupra mediului și implementarea măsurilor de atenuare pentru a minimiza perturbările ecologice.

Impactul ecologic al proiectelor PHES este un aspect critic. Dezvoltarea de noi rezervoare sau extinderea celor existente poate perturba ecosistemele locale, poate afecta calitatea apei și poate modifica habitatele. Este esențial să se efectueze evaluări amănunțite de impact asupra mediului (EIA) pentru a atenua efectele negative asupra biodiversității și pentru a asigura practicile de dezvoltare durabilă.

Sistemele de stocare a energiei hidraulice prin pompare sunt esențiale pentru echilibrarea surselor de energie regenerabilă intermitentă și pentru asigurarea stabilității rețelei. Cu toate

acestea, dezvoltarea lor este adesea asociată cu implicații semnificative asupra mediului. În România, o țară cu peisaje ecologice și sisteme de apă diverse, implementarea instalațiilor PHES prezintă atât oportunități, cât și provocări. Acest capitol oferă o analiză aprofundată a impactului potențial al PHES asupra mediului în România. De asemenea, analizează măsuri de atenuare care urmăresc să echilibreze obiectivele de tranziție energetică ale țării cu considerentele de mediu și sociale. [14]

2.3.1. Impacturi Hidrologice

Schimbările hidrologice sunt printre cele mai pronunțate consecințe asupra mediului ale proiectelor PHES în buclă deschisă. Aceste impacturi apar din cauza manipulării pe scară largă a resurselor de apă, care pot modifica fundamental ciclurile hidrologice naturale.

Construcția de rezervoare și funcționarea sistemelor de transfer al apei perturbă dinamica naturală a râului în mai multe moduri. Rezervoarele create pentru PHES pot împiedica curgerea naturală a râurilor, afectând ecosistemele din aval care depind de regimurile de curgere constantă. Prezența rezervoarelor modifică și procesul de transport al sedimentelor. Când fluxul de apă încetinește în rezervor, sedimentele tind să se acumuleze în amonte. Această acumulare poate duce la înfometarea sedimentelor în aval, determinând o eroziune crescută și destabilizarea malurilor râurilor.

Ciclul frecvent al apei în sistemele PHES creează fluctuații de debit care pot stresa semnificativ ecosistemele acvatice. Organismele care se bazează pe condiții stabile, cum ar fi anumite specii de pești și amfibieni, sunt deosebit de vulnerabile la aceste schimbări. În România, unde multe râuri găzduiesc specii endemice și migratoare, astfel de perturbări ar putea avea consecințe ecologice de amploare.

Interacțiunea dintre rezervoarele PHES și sistemele de apă subterană poate duce la consecințe hidrologice neintenționate. Infiltrațiile din rezervoare pot ridica nivelul apelor subterane locale, ceea ce ar putea inunda terenurile din apropiere sau crește salinitatea solurilor. Dimpotrivă, reducerea prelungită a rezervoarelor în perioadele de vârf a cererii de energie electrică poate scădea pânzele freatice din zonele învecinate. Astfel de schimbări pot compromite disponibilitatea apei pentru activitățile agricole și uz casnic, în special în regiunile din România în care apele subterane servesc ca resursă primară.

O altă îngrijorare este potențialul ca poluanții din rezervoare să se infiltreze în acvifere, contaminând sursele de apă potabilă. Acest risc este sporit în cazurile în care rezervorul este

situat în regiuni cu activitate agricolă ridicată, deoarece în apă se pot acumula scurgeri de nutrienți și pesticide. [15]

2.3.2. Biodiversitate și impact asupra ecosistemelor

Impactul sistemelor PHES asupra biodiversității și ecosistemelor are mai multe fațete. Aceste proiecte pot duce la pierderea habitatului, la fragmentarea ecosistemului și la modificări ale compoziției speciilor.

Construcția rezervoarelor și a infrastructurii aferente duce adesea la distrugerea sau modificarea habitatelor. În România, unde multe sisteme fluviale trec prin zone sensibile din punct de vedere ecologic, aceasta este o preocupare semnificativă. Habitatele acvatice sunt adesea primele afectate. Modificarea albiilor râurilor, modificările debitului de apă și fluctuațiile nivelului apei pot perturba ciclurile de viață ale peștilor, amfibienilor și altor organisme acvatice.

Habitatele terestre sunt, de asemenea, afectate. Zonele împădurite și pajiștile pot fi defrișate pentru a face loc pentru rezervoare, drumuri de acces și centrale electrice. Această pierdere de vegetație poate înlocui viața sălbatică, poate reduce biodiversitatea și poate crește vulnerabilitatea ecosistemelor la speciile invazive. În unele cazuri, fragmentarea habitatelor poate izola populațiile anumitor specii, reducând diversitatea genetică și capacitatea acestora de a se adapta la schimbările de mediu.

România găzduiește mai multe arii protejate, inclusiv situri Natura 2000 și parcuri naționale. Multe situri potențiale pentru dezvoltarea PHES se suprapun cu aceste zone protejate. Această suprapunere reprezintă o provocare pentru dezvoltatori și factorii de decizie politică, deoarece orice activitate din aceste domenii este supusă unor reglementări stricte de mediu.

Înființarea de rezervoare în sau în apropierea zonelor protejate poate avea efecte ecologice profunde. Zonele umede, care servesc adesea ca puncte fierbinți de biodiversitate, sunt deosebit de vulnerabile. Construcția rezervoarelor poate duce la scufundarea acestor ecosisteme, ducând la pierderea habitatelor critice pentru păsări, pești și amfibieni. Recuperarea pe termen lung a unor astfel de ecosisteme este incertă, deoarece acestea sunt foarte sensibile la schimbările în hidrologie și utilizarea terenurilor. [16]

2.3.3. Implicațiile schimbărilor climatice

Sistemele de stocare a energiei hidraulice prin pompare (PHES) sunt adesea privite ca o soluție la schimbările climatice, deoarece permit integrarea surselor de energie regenerabilă.

Cu toate acestea, construcția și funcționarea lor au implicații legate de climă care merită o analiză detaliată.

Deși sistemele PHES generează energie curată în timpul funcționării, construcția lor implică emisii semnificative de gaze cu efect de seră. Producția de materiale precum betonul și oțelul pentru baraje, tuneluri și rezervoare este foarte consumatoare de energie și se bazează în mare măsură pe combustibili fosili. Defrișarea în timpul pregătirii sitului contribuie, de asemenea, la emisii, deoarece eliberează carbonul stocat în atmosferă și reduce capacitatea zonei de captare a carbonului.

Schimbările de utilizare a terenurilor asociate cu proiectele PHES pot avea efecte pe termen lung asupra bugetelor regionale de carbon. Rezervoarele inundă adesea zone care altfel ar servi drept rezervoare de carbon, cum ar fi pădurile și pășunile. Descompunerea materiei organice scufundate în rezervoare produce metan, un gaz cu efect de seră puternic.

În ciuda acestor provocări, sistemele PHES contribuie pozitiv la atenuarea schimbărilor climatice. Facilitând integrarea surselor de energie regenerabilă precum eolianul și solarul, PHES reduce dependența de combustibilii fosili. Acest lucru ajută la reducerea emisiilor generale de gaze cu efect de seră din sectorul energetic. Rezervoarele pot oferi, de asemenea, beneficii auxiliare, cum ar fi controlul inundațiilor, care este din ce în ce mai important pe măsură ce evenimentele meteorologice extreme devin mai frecvente din cauza schimbărilor climatice.

Cu toate acestea, schimbările climatice în sine pot afecta viabilitatea pe termen lung a PHES prin modificarea hidrologiei regionale și a disponibilității apei. Schimbările în tiparele precipitațiilor, creșterea ratelor de evaporare din cauza temperaturilor mai ridicate și secetele prelungite ar putea reduce fiabilitatea surselor de apă necesare pentru funcționarea PHES. În unele regiuni, disponibilitatea redusă a apei poate limita fezabilitatea noilor proiecte sau poate necesita modificări ale instalațiilor existente. În plus, cererile concurente de apă - cum ar fi pentru agricultură, alimentarea cu apă potabilă și conservarea ecosistemelor - trebuie luate în considerare în planificarea viitoare pentru a se asigura că PHES nu exacerba problemele deficitului de apă . [17]

2.3.4. Impacturi sociale și culturale

Impacturile sociale și culturale ale proiectelor PHES sunt la fel de semnificative ca și efectele lor asupra mediului. Aceste proiecte necesită adesea suprafețe mari de teren, ceea ce duce la strămutarea și perturbarea comunităților locale.[18]

Unul dintre cele mai directe impacturi sociale ale proiectelor PHES este strămutarea comunităților care trăiesc în zonele desemnate pentru rezervoare sau infrastructură. În România, multe site-uri potențiale pentru dezvoltarea PHES sunt situate în zone rurale, unde oamenii depind de pământ pentru existența lor. Deplasarea poate perturba practicile agricole tradiționale, ceea ce duce la provocări economice și sociale pentru comunitățile afectate.

Pe lângă pierderea locuințelor și a mijloacelor de trai, strămutarea implică adesea pierderea moștenirii culturale. Multe zone rurale din România sunt bogate în situri arheologice, repere istorice și tradiții culturale. Scufundarea acestor situri sub rezervoare are ca rezultat o pierdere de neînlocuit a identității culturale pentru comunitățile locale.

Percepția publicului joacă un rol crucial în succesul proiectelor PHES. În România, proiectele de infrastructură din trecut care nu au reușit să abordeze în mod adecvat preocupările de mediu și sociale au creat un climat de neîncredere. Comunitățile își exprimă adesea îngrijorarea cu privire la transparența procesului de planificare și la caracterul adecvat al evaluărilor de impact.

Implicarea efectivă a părților interesate este esențială pentru construirea sprijinului public. Aceasta implică nu numai informarea comunităților despre beneficiile și riscurile PHES, ci și implicarea activă a acestora în procesele de luare a deciziilor. Comunicarea transparentă și compensarea echitabilă pentru comunitățile afectate sunt esențiale pentru stimularea încrederii și acceptării.

2.3.5. Strategii de atenuare

Abordarea impactului asupra mediului și social al PHES necesită o abordare cu mai multe fațete. Planificarea cuprinzătoare și adoptarea celor mai bune practici pot ajuta la minimizarea efectelor negative, maximizând în același timp beneficiile acestor sisteme.[18]

O componentă critică a atenuării este selecția site-ului. Selectarea inteligentă a site-ului asigură că sistemele PHES oferă beneficii maxime cu costuri minime de mediu și sociale. Prin prioritizarea infrastructurii existente, conservarea ecosistemelor și optimizarea utilizării resurselor, dezvoltatorii pot îmbunătăți sustenabilitatea proiectelor PHES, făcându-le o soluție mai atractivă pentru sprijinirea integrării energiei regenerabile.

O altă strategie cheie este restaurarea ecosistemului. Aceasta implică reabilitarea habitatelor care sunt perturbate de construcția și funcționarea PHES. De exemplu, zonele umede și pădurile din apropierea rezervoarelor pot fi restaurate pentru a oferi habitate alternative

pentru speciile strămutate. Practicile de management durabil al apei pot reduce, de asemenea, impactul hidrologic. Proiectarea rezervoarelor pentru a menține modelele de curgere naturale și implementarea măsurilor pentru a preveni acumularea de sedimente poate proteja ecosistemele din aval.

Implicarea comunității este o altă componentă importantă. Implicarea populațiilor locale în procesul de planificare asigură că preocupările lor sunt abordate și că acestea beneficiază de proiect. Oferirea de compensații echitabile, investițiile în programe de dezvoltare comunitară și conservarea siturilor de moștenire culturală pot ajuta la compensarea impactului social al strămutării.

În cele din urmă, adoptarea principiilor de proiectare inteligentă din punct de vedere climatic poate reduce amprenta de carbon a proiectelor PHES. Utilizarea materialelor de construcție cu emisii scăzute de carbon, integrarea energiei regenerabile în procesele de construcție și optimizarea operațiunilor rezervoarelor pentru a minimiza emisiile de metan sunt câteva dintre măsurile care pot fi implementate.

2.4. Analiza cost-beneficiu

O analiză cuprinzătoare cost-beneficiu ia în considerare investiția inițială, costurile operaționale și de întreținere și veniturile potențiale din stocarea și furnizarea de energie. De asemenea, evaluează beneficiile economice ale creării de locuri de muncă, dezvoltării infrastructurii locale și îmbunătățirii securității energetice.

Analiza cost-beneficiu (CBA) este un instrument critic pentru evaluarea viabilității economice și a impactului general al proiectelor de infrastructură. În contextul stocării hidroenergiei prin pompă în România, această analiză ia în considerare o serie de factori, inclusiv costurile de investiții inițiale, cheltuielile operaționale pe termen lung, costurile de mediu și sociale și beneficiile derivate din stocarea energiei, stabilitatea rețelei și integrarea energiei regenerabile. Acest capitol analizează aceste aspecte pentru a oferi o evaluare cuprinzătoare a implicațiilor financiare și societale ale dezvoltării PHES în România.

2.4.1. Costuri de capital

Construcția sistemelor PHES necesită investiții de capital semnificative. Aceste costuri sunt asociate în principal cu excavarea și construcția rezervoarelor, tunelurilor și camerelor subterane, precum și instalarea de turbine, generatoare și sisteme auxiliare.[18]

În România, caracteristicile geografice și geologice ale potențialelor situri PHES pot influența aceste costuri. Siturile situate în regiuni muntoase, cum ar fi Carpații, pot oferi avantaje naturale de elevație care reduc nevoile de excavare. Cu toate acestea, aceleași locații pot necesita investiții suplimentare în drumurile de acces și infrastructura de transport. Costurile variază, de asemenea, în funcție de amploarea proiectului, instalațiile mai mari beneficiind de economii de scară, dar necesitând cheltuieli inițiale mai mari.

Inflația, prețurile materialelor și disponibilitatea forței de muncă joacă, de asemenea, un rol important în determinarea costului de capital al proiectelor PHES. Creșterea globală a prețurilor materialelor de construcții, inclusiv oțel și beton, are un impact direct asupra fezabilității proiectelor de stocare a energiei la scară largă. În plus, disponibilitatea forței de muncă calificate pentru sarcini înalt specializate, cum ar fi instalarea turbinelor și ingineria hidraulică, poate influența termenele și costurile proiectului.

2.4.2. Costuri operaționale și de întreținere

Costurile operaționale ale sistemelor PHES includ costurile cu energia pentru pomparea apei în perioadele de cerere scăzută de energie electrică, întreținerea sistemelor mecanice și electrice și practicile de management de mediu. Deși aceste sisteme sunt în general considerate cu o întreținere redusă în comparație cu alte tehnologii energetice [10,11] (aproximativ **50-75% mai mici** decât centralele termice și **20-50% mai mici** decât sistemele de stocare a bateriilor), inspecții, reparații și upgrade-uri regulate sunt necesare pentru a asigura performanță eficientă pe durata de viață operațională de decenii (costurile de întreținere pentru sistemele PHES variază de obicei de la 1-2% anual). [10]

Energia necesară pentru pomparea apei reprezintă o cheltuială recurentă semnificativă. În România, unde prețurile la energie electrică variază sezonier și regional, acest cost poate fluctua, influențând rentabilitatea economică a instalației PHES. Cu toate acestea, capacitatea de a achiziționa energie electrică în perioadele de vârf, când prețurile sunt mai mici, poate atenua această cheltuială.

Costurile de întreținere includ întreținerea regulată a turbinelor, generatoarelor și sistemelor de control. Infrastructura expusă apei, cum ar fi rezervoarele și conductele, poate necesita, de asemenea, reparații periodice pentru a aborda uzura sau acumularea de sedimente. Tehnologiile avansate, cum ar fi sistemele automate de monitorizare și întreținere predictivă, pot ajuta la optimizarea acestor procese și la reducerea costurilor în timp.

2.4.3. Costuri de mediu și sociale

În timp ce impacturile de mediu și sociale ale proiectelor PHES sunt detaliate în capitolul anterior, este esențial să se cuantifice aceste impacturi în termeni monetari pentru o analiză amănunțită cost-beneficiu. Costurile de mediu includ pierderea biodiversității, impactul asupra habitatelor naturale și emisiile de gaze cu efect de seră esecially în timpul și după construcție. Costurile sociale includ deplasarea comunităților, pierderea mijloacelor de trai și potențiale conflicte legate de utilizarea apei.

În România, evaluarea financiară a costurilor de mediu implică adesea calcularea costului de oportunitate al serviciilor ecosistemice pierdute. De exemplu, pădurile și zonele umede scufundate de rezervoare nu mai oferă beneficii precum captarea carbonului, filtrarea apei sau asigurarea habitatului. Costurile sociale sunt adesea evaluate prin pachetele de compensare oferite persoanelor strămutate și prin investițiile necesare pentru a reconstrui infrastructura și a oferi mijloace de trai alternative pentru comunitățile afectate.

De asemenea, este important să se ia în considerare costurile pe termen lung ale atenuării daunelor mediului. Proiectele de restaurare, programele de monitorizare și implementarea practicilor de management durabil reprezintă angajamente financiare suplimentare. Deși aceste costuri pot fi semnificative, ele sunt esențiale pentru minimizarea amprentei ecologice pe termen lung a proiectelor PHES.

2.4.4. Beneficii economice și energetice

Beneficiul economic principal al sistemelor PHES constă în capacitatea lor de a stoca energie eficient și de a o furniza atunci când cererea atinge vârfuri. Această capacitate îmbunătățește stabilitatea rețelei, reduce nevoia de instalații de vârf pe bază de combustibili fosili și facilitează integrarea surselor de energie regenerabilă.

În România, piața de energie se caracterizează prin fluctuația cererii și creșterea pătrunderii energiei eoliene și solare. Sistemele PHES pot valorifica această variabilitate prin achiziționarea de energie electrică în perioadele de exces de aprovizionare, de obicei la prețuri mai mici, și vânzarea acesteia în perioadele de cerere ridicată, când prețurile sunt mai mari. Acest mecanism de arbitraj generează venituri semnificative pentru operatorii PHES.

În plus, PHES contribuie la stabilitatea rețelei prin furnizarea de servicii auxiliare, cum ar fi reglarea frecvenței, suportul de tensiune și rezervele de rotație. Aceste servicii sunt esențiale pentru menținerea fiabilității rețelei, în special pe măsură ce sursele de energie regenerabilă cu producție variabilă devin mai răspândite. Valoarea economică a acestor servicii este adesea

subestimată, dar reprezintă un beneficiu substanțial pe piețe precum România, unde securitatea energetică este o preocupare tot mai mare.

Proiectele PHES stimulează, de asemenea, economiile locale și naționale prin crearea de locuri de muncă și dezvoltarea infrastructurii. Fazele de construcție oferă oportunități de angajare pentru ingineri, muncitori și antreprenori, în timp ce operarea pe termen lung sprijină poziții calificate în managementul și întreținerea energiei. Beneficiile economice indirecte includ cererea crescută de bunuri și servicii locale, rețele de transport îmbunătățite și securitate energetică sporită.[19]

2.4.5. Comparație cost-beneficiu

O analiză cuprinzătoare cost-beneficiu necesită echilibrarea costurilor inițiale și operaționale ridicate ale proiectelor PHES cu beneficiile lor economice, de mediu și sociale pe termen lung. În România, această analiză trebuie să ia în considerare caracteristicile unice ale pieței de energie, condițiile geografice și mediul de reglementare.

Costurile de capital pentru proiectele PHES sunt substanțiale, dar sunt compensate de durata lungă de viață a acestora și de costurile variabile reduse. Atunci când sunt întreținute corespunzător, aceste sisteme pot funcționa câteva decenii cu pierderi minime de eficiență. Capacitatea de a genera venituri prin arbitraj energetic și servicii auxiliare sporește și mai mult viabilitatea lor financiară.

Costurile de mediu și sociale, deși semnificative, pot fi atenuate printr-o planificare atentă și aderarea la cele mai bune practici. Beneficiile pe termen lung ale reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră, stabilității sporite a rețelei și securității energetice îmbunătățite depășesc adesea aceste costuri. Cu toate acestea, aceste beneficii depind de integrarea eficientă a sistemelor PHES în strategia energetică mai largă a României.

3. Potențialul României de dezvoltare a PHES: studii de caz

Stocarea hidroenergetică prin pompare necesită condiții geografice favorabile, cum ar fi terenuri cu diferențe mari de altitudine, o suprafață mare de teren pentru stocarea apei și o sursă de apă fiabilă pentru a compensa pierderile din sistem datorate infiltrației și evaporării.

România are un potențial semnificativ neexploatat pentru PHES [4], datorită topografiei sale diverse și infrastructurii hidro existente. Munții Carpați oferă numeroase locuri potrivite pentru construirea de rezervoare la diferite altitudini. În plus, angajamentul

României de a-și crește cota de energie regenerabilă creează un mediu ideal pentru integrarea PHES în sistemul său energetic.

România posedă caracteristici topografice semnificative, inclusiv regiuni muntoase și văi, care sunt ideale pentru dezvoltarea PHES. Resursele abundente de apă ale țării, împreună cu sectorul său de energie regenerabilă în creștere, fac din PHES o opțiune promițătoare pentru stocarea energiei. Siturile potențiale pentru plantele PHES includ zone cu diferențe semnificative de altitudine, cum ar fi Munții Carpați și Podișul Transilvaniei.

Analiza potențialului acestor tipuri de dezvoltări hidroenergetice în România a fost realizată ținând cont atât de cele deja existenționale data, information and studii (în diferite etape) și site-urile potențiale evidențiate prin internațional analize such as the Global Atlas[12].

Ținând cont de cele available data and information from the national level, 4 studii de caz, și anume Târnița-Lăpustești, Colibița, Socol și Frasin-Pangarati.

În ceea ce privește potențialul evidențiat de the Global Atlas [4], au fost analizate următoarele scenarii de dezvoltare:

- 1) crearea a două noi rezervoare;
- 2) realizarea unui singur rezervor, utilizând astfel infrastructura hidrotehnică existentă (surse: Dunărea și lacurile de acumulare existente în cadrul schemelor hidrotehnice);
- 3) Creați rezervoare PHES pe teren plat, pentru mai multe opțiuni de amplasare;
- 4) Reutilizarea site-urilor miniere pentru rezervoarele hidropompe.

În ceea ce privește Soluția 1), și anume crearea a două rezervoare, este considerată nepractică atât din punct de vedere al costurilor, cât și din punct de vedere al mediului. Investiția devine nerentabilă cu costurile suplimentare ale unui rezervor față de soluțiile propuse, care presupun un lac de stocare/Dunărea.

În ceea ce privește Soluția 3), în urma analizei locațiilor, se poate evidenția cu ușurință că, „în general”, acestea presupun suprapuneri cu localități, ceea ce reprezintă would require relocarea locuitorilor.

Soluția 4) are deficiența majoră că o astfel de instalație implică costuri extrem de mari în lucrările de siguranță mină. Mai mult, este dificil să sigilați o mină, astfel încât infiltrarea apei va duce la contaminarea apelor subterane, provocând schimbări semnificative în chimia și nivelul acesteia.

Dintre acestea, numai Soluția 2) este fezabilă și numai în condițiile în care digurile care închid rezervorul sunt mai mici de cca. 60 m înălțime. În condițiile de astăzi din România, construcția de baraje mai mari de 20 de metri este nepotrivită atât din punct de vedere al costurilor de investiție, cât și din punct de vedere al mediului. Deși barajele mici sunt considerate a avea un impact mai mic asupra mediului datorită volumului rezervorului, măsurile de reducere a impactului lor asupra mediului trebuie integrate din timp pentru a fi luate în considerare la proiectarea lucrărilor și la realizarea studiilor economice [21].

Astfel, cele mai bune opțiuni identificate sunt prezentate în următorul tabel centralizat. **It should be highlighted that the entire analysis assumes the identification of optimal sites that are not located in any type of nature protected areas .**

Tabelul 4. Situri potențiale optime [23]

Locație/	Înălțimea peretelui barajului
	[m]
Colibita	5
Socol	16
Frasin-Pangarati	30
Tarnița –Lăpuștești	33
Simian	33.9
Lacul Oasa - Cugir	54.6
Lacul Poiana Marului	55,7
Lacul Oasa - Girbova	58.2
Lacul Oasa - Plesi	60.4
Lacul Siriu	60,9

Din punct de vedere al indicatorilor energetici, aceste studii de caz sunt detaliate mai jos.

3.1. Studiu de caz Tarnița –Lăpuștești

Situl propus este situat în județul Cluj, la aproximativ 30 de kilometri în amonte de municipiul Cluj-Napoca, de-a lungul Văii râului Someșul Cald, pe malul stâng până la Lacul de acumulare Tarnița existent [9].

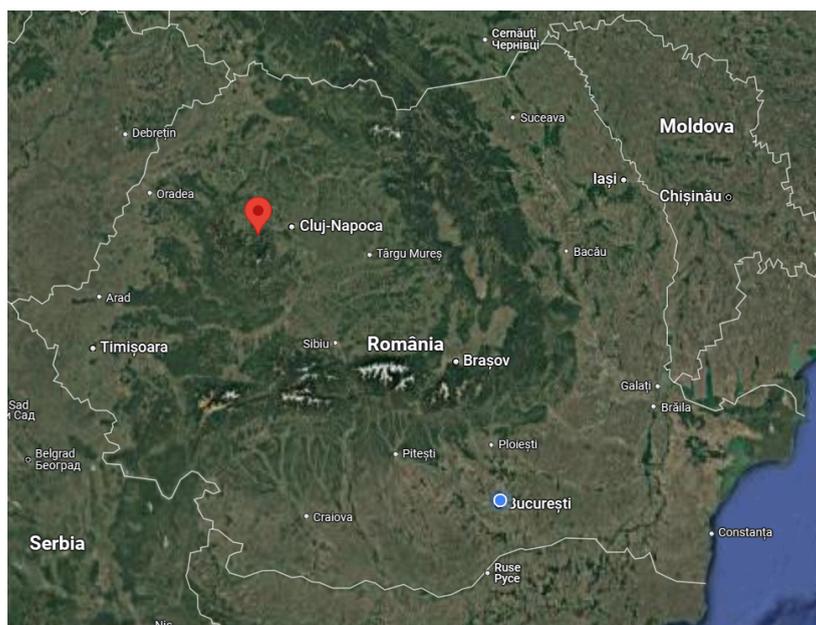


Figura 3 - Locația Tarnița-Lăpușești ($46^{\circ}43'15.3''N$ $23^{\circ}13'01.6''E$)

Proiectul hidrocentralei cu acumulare prin pompare Tarnița-Lăpușești este studiat aici pentru a evalua avantajele și dezavantajele pe care o astfel de centrală le oferă Sistemului Energetic Național (SNE).

Avantaje:

- Creșterea securității NES în cadrul UCTE;
- Transferarea energiei electrice de la perioadele de sarcină scăzută la perioadele de consum maxim;
- Arbitraj pe piața de energie electrică prin optimizarea consumului și producției;
- Furnizarea de rezerve de urgență pe termen scurt;
- Furnizarea rezervelor secundare și terțiare necesare echilibrării NES;
- Reglarea frecvența-putere și menținerea rezervei de filare;
- Asigurarea rezervelor reactive și reglarea tensiunii în cadrul NES;
- Facilitarea schimbului de energie prin interconexiuni UCTE;
- Capacitate de pornire neagră, esențială pentru restabilirea rețelei în cazul unei întreruperi totale de curent;
- Integrarea și gestionarea surselor de energie regenerabilă intermitentă, creând condiții optime pentru instalarea a peste 4.000 MW în centrale eoliene;
- Reducerea consumului de gaze naturale prin înlocuirea a 2.000 MW de turbine cu gaz cu 1.000 MW în hidrocentrale cu acumulare prin pompare (PHES); [9]

- Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră prin evitarea utilizării turbinelor cu gaz. Fără proiectul PHES Tarnița-Lăpușești, această funcționalitate ar fi asumată de centralele de gaze, generând emisii anuale de aproximativ 682.000 tone CO₂, însumând 34,10 milioane tone CO₂ pe 50 de ani.

Dezavantaje:

- În ciuda faptului că este o soluție de stocare a energiei cu emisii relativ scăzute, PHES Tarnița-Lăpușești implică o utilizare semnificativă a terenului și a apei. Crearea rezervoarelor, în special a rezervorului superior, ar putea avea un impact asupra ecosistemelor locale, biodiversității și debitului de apă. Alterarea habitatelor naturale poate duce la schimbări ecologice pe termen lung.
- Construcția sistemelor PHES, inclusiv proiectul Tarnița-Lăpușești, necesită investiții inițiale substanțiale. Costurile asociate cu construirea de baraje, rezervoare, galerii subterane, turbine și alte infrastructuri pot fi destul de mari. Deși costurile operaționale sunt relativ scăzute, capitalul inițial poate reprezenta o povară financiară semnificativă.
- Obținerea permiselor și autorizațiilor de mediu necesare pentru proiectele PHES poate fi consumatoare de timp și poate fi o provocare politică. În România, construcția rezervorului superior și a infrastructurii aferente se pot confrunta cu opoziția comunităților locale, a grupurilor de mediu și a organismelor de reglementare, mai ales dacă proiectul are impact asupra zonelor protejate sau a utilizării terenurilor. Este posibil ca chiar și o parte a localnicilor din Cluj să se opună și să se mobilizeze puternic, inclusiv contestând actele de reglementare în instanță, încetinind și mai mult procesul de construcție sau chiar oprindu-l, făcând acest site unul și mai problematic.
- Construcția de noi rezervoare și infrastructura aferentă poate crea conflicte cu proprietarii de terenuri, populațiile locale și alte părți interesate. În cazul PHES Tarnița-Lăpușești, potențiala achiziție de terenuri și modificări ale modelelor de utilizare a terenurilor ar putea duce la dispute sau opoziție din partea comunităților afectate.
- Ca și în cazul oricărui proiect mare de infrastructură, există riscuri asociate cu geologia sitului. Modificările nivelului apei, alunecările de teren sau defectarea barajelor și rezervoarelor sunt riscuri rare, dar catastrofale.
- Eficiența PHES depinde în mare măsură de disponibilitatea resurselor de apă și de condițiile hidrologice ale zonei. În perioadele de secetă sau de precipitații mai mici

decât cele așteptate, stocarea apei și generarea de energie ar putea fi compromise, ceea ce ar afecta capacitatea centralei de a satisface cererea de vârf.

- Deși sistemele PHES sunt valoroase pentru echilibrarea cererii rețelei, ele nu sunt la fel de flexibile ca alte soluții de stocare, cum ar fi bateriile, în ceea ce privește timpii de răspuns rapid sau scalarea capacității. PHES Tarnița-Lăpușești, ca și alte sisteme hidroelectrice, are un ciclu de funcționare stabilit și nu poate răspunde la fel de rapid la schimbările bruște ale frecvenței rețelei sau la fluctuațiile cererii.

PHES Tarnița-Lăpușești ar avea o capacitate instalată de 1.000 MW, distribuită în 4 grupuri moto-generatoare reversibile, fiecare cu o capacitate de 250 MW. Centrala ar produce 1.625 GWh de energie electrică anual și ar consuma, în regim de pompare, 2.132 GWh/an, cu un coeficient de transformare de 0,76, comparabil cu cele mai moderne instalații de stocare prin pompare care funcționează la nivel global [9].

Structura principală include un rezervor superior — Lacul Lăpușești, care ar urma să fie construit — și un rezervor inferior existent — Lacul Tarnița. Lacul Tarnița are un volum total de 74 de milioane de metri cubi, din care 15 milioane de metri cubi sunt disponibili pentru instalația de stocare prin pompare, între un nivel minim de funcționare de 514 metri deasupra nivelului mării și un nivel normal de retenție de 521 metri deasupra nivelului mării.

Avantajele site-ului includ:

- Existența lacului de acumulare inferior—Tarnița cu NNR = 521,50 metri deasupra nivelului mării și NmE = 514,00 metri deasupra nivelului mării, reducând costurile de investiție cu aproximativ 30%.
- Prezența platoului Lăpușești la o altitudine medie de 1.070 metri pe malul stâng al râului Someșul Cald, adiacent acumulării existente Tarnița, pretabil pentru construirea lacului de acumulare superior (acumularea Lăpușești).
- Potențialul de a atinge o înălțime brută medie de 564,5 metri între rezervoarele superior și inferior, ceea ce permite o reducere a volumului rezervorului superior.

Acumularea existentă din Tarnița face parte dintr-o cascadă de 8 hidrocentrale, 5 baraje și 30 de kilometri de conducte principale și secundare dezvoltate de-a lungul râului Someș.

Proiectul PHES Tarnița-Lăpușești constă din următoarele componente principale:

1. Lac de acumulare superior (acumularea Lăpuștești) cu un volum de 10 milioane de metri cubi, situat pe platoul Lăpuștești (1086,00 metri deasupra nivelului mării), construit prin excavare și terasamente pentru echilibrarea volumului săpăturilor și umpluturii.
2. Lac de acumulare inferior (acumularea Tarnița) cu un volum util de 15 milioane de metri cubi dintr-un total de 70 de milioane de metri cubi, situat pe râul Someșul Cald la o cotă de fund de vale de 441,00 metri deasupra nivelului mării. Este format din barajul cu arc de beton Tarnița (521,50 metri deasupra nivelului mării și un nivel minim de funcționare la 514,00 metri deasupra nivelului mării).
3. Transporturi hidraulice, inclusiv:
 - o Tuneluri de înaltă presiune (două linii) care leagă rezervorul superior de centrala electrică, cu o lungime de 1.096 metri și un diametru de 4,30 metri.
 - o Tuneluri de joasă presiune (două linii) pentru evacuarea și aspirarea apei, cu o lungime de 1.325 metri și un diametru de 6,20 metri.
4. Powerhouse, o structură subterană situată pe malul stâng al acumulării Tarnița, cuprinzând caverne de mașini și transformatoare, tuneluri de acces, galerii de legătură, galerii de aspirație, puțuri de supape și galerii de cabluri.

Centrala ar urma să fie echipată cu patru unități binare turbină-pompă cuplate cu sisteme generator-motor, fiecare cu o capacitate instalată de 250 MW.

Tabelul 5. Caracteristicile tehnice ale pompei-turbină

Tip		Francis reversibil cu ax vertical	
Numărul de unități turbină-pompă		4	
Înălțimea netă în modul turbină	Maxim/nominal/minim	570 m/540 m/520 m	
Debit maxim în regim turbină		53 mc/s	
Putere maxima cu cuplare		260 MW	
Cap de pompare	Maxim/nominal/minim	580 m/560 m/540 m	
Debit maxim în modul pompă		38 mc/s	
Putere maxima absorbita		258 MW	

Diametrul caracteristic al rotorului	3800 mm
Viteza nominală	600 rpm
Presiunea din spate	70 m

În final, proiectul PHES Tarnița-Lăpușești ar avea următorii parametri hidroenergetici și de construcție, prezentați în Tabelul 6.

Tabelul 6. Caracteristici tehnice finale

Parametru	UM	Valoare
• Lacul de acumulare superior NNR (lacul de acumulare Lăpușești)	maSL	1086
• Nivelul minim superior al rezervorului (lacul de acumulare Lăpușești)	maSL	1053,5
• Lacul inferior NNR (lacul Tarnița)	maSL	521,5
• Nivelul centrului de greutate (lacul de acumulare Tarnița)	maSL	518
• Nivel minim de exploatare a energiei (lacul de acumulare Tarnița)	maSL	514
• Volumul rezervorului superior (lacul de acumulare Lăpușești)	mil. m ³	10
• Înălțimea maximă brută (1086-514)	m	572
• Cădere medie brută (1086-521,50)	m	564,5
• Cădere medie brută (1053,50-521,50)	m	532
• Debit maxim la turbină	m ³ /s	4 x 53
• Debit maxim de pompare	m ³ /s	4 x 38
• Echipamente: 4 grupuri de pompe cu turbine reversibile: - în modul generator - în modul motor	MVA MW	4 x 280 4 x 250
• Puterea instalată	MW	1.000
• Ciclu de pompare	săptămânal	
• Energia produsă în modul generator	GWh/an	1.649
• Energia consumată în modul pompă	GWh/an	2.103
• Coeficientul de transformare	0,78	
• Ajustare secundară f/P	MWh	916.300
• Rezervă terțiară rapidă	MWh	4.108.650
• Serviciu sistem de consum dispecerabil	MWh	2.352.000

Luând în considerare curba de încărcare a PHES Tarnița-Lăpușești, a fost realizată simularea planului de operare al unei săptămâni medii tipice (care caracterizează un an mediu multianual), cu următorul mod de operare [9]:

Numărul total de ore de pompare/turbinare pe săptămână este [9]:

- numărul de ore de pompare: numărul total de ore de pompare/săptămână: 72 h.
- numărul de ore turbină:
- numărul total de ore turbină/săptămână: 48 h.

Ținând cont de aceste informații și de faptul că rezervorul superior trebuie să treacă printr-un ciclu complet de umplere-golire pe parcursul unei săptămâni, au fost determinate energiile consumate și produse [9]:

- energie pompata / săptămâna 42,93 GWh; energie totală pompată/an 2.103,33 GWh;
- energie produsă / săptămâna 33,66 GWh; energie totală produsă / an 1.649,46 GWh.

Concluzie

În ceea ce privește caracteristicile amplasamentului, acesta prezintă avantaje evidente (cădere, debit instalat, diametrul conductei, puterea și energia obținută etc.). Însă, o mare incertitudine în rentabilitatea investiției este volatilitatea prețului curent al energiei electrice și riscul ca construcția să fie oprită din cauza instanțelor civile. De asemenea, o capacitate instalată de 1000 MW ar pune o presiune semnificativă asupra rețelei energetice. Astfel, se recomandă limitarea puterii instalate la maximum 300 MW. Din punct de vedere al mediului, deși nu există un studiu de mediu detaliat, proiectul ar perturba puternic habitatele din apropiere și conectivitatea longitudinală a râului. Construcția rezervorului superior și a infrastructurii asociate ar duce la defrișări, eroziunea solului și deplasarea faunei sălbatice. În plus, modificările tiparelor de curgere a apei ar putea avea un impact asupra ecosistemelor acvatice, afectând populațiile de pești și alte specii care depind de condiții hidrologice stabile. Rezervorul ar putea contribui și la emisiile de gaze cu efect de seră din cauza descompunerii materialelor organice în zonele inundate, deși la un nivel mult mai scăzut în comparație cu alternativele de combustibili fosili. În plus, impactul proiectului asupra calității apei trebuie luat în considerare, deoarece fluctuațiile nivelurilor rezervoarelor și transportul sedimentelor ar putea duce la creșterea turbidității și la potențiale dezechilibre ale nutrienților. Riscul de fragmentare a habitatului este o altă îngrijorare, deoarece prezența unei noi infrastructuri ar putea crea bariere pentru speciile terestre și acvatice, perturbând modelele de migrație și diversitatea genetică. Pentru a atenua aceste impacturi asupra mediului, ar trebui efectuată o evaluare cuprinzătoare a impactului asupra mediului (EIA), care să includă măsuri pentru refacerea habitatului, soluții de migrare a peștilor și planificarea durabilă a utilizării terenurilor. În plus, implicarea părților interesate cu comunitățile locale și organizațiile de

mediu va fi esențială în abordarea preocupărilor și pentru a se asigura că considerentele ecologice sunt integrate în dezvoltarea proiectului.

3.2. Studiu de caz Colibita

Amplasamentul propus pentru hidrocentrala cu acumulare prin pompă se află pe râul Bistrița (cod cadastral II.1.21.4), afluent de ordinul doi al râului Someș, la aproximativ 40 km în amonte de orașul Bistrița, și la aproximativ 400 m în amonte de confluența cu pârâul Repedea. Este situată între localitățile Bistrița Bârgăului și Mița, în județul Bistrița-Năsăud într-un sit Natura 2000.

Bazinul hidrologic pentru dezvoltarea Colibița este situat în Munții Călimani și Bârgău, cu o suprafață de drenaj de 133 km². Accesul la lac de acumulare este asigurat de drumul național Bistrița-Vatra Dornei și drumul județean Prundu Bârgăului-Colibița.

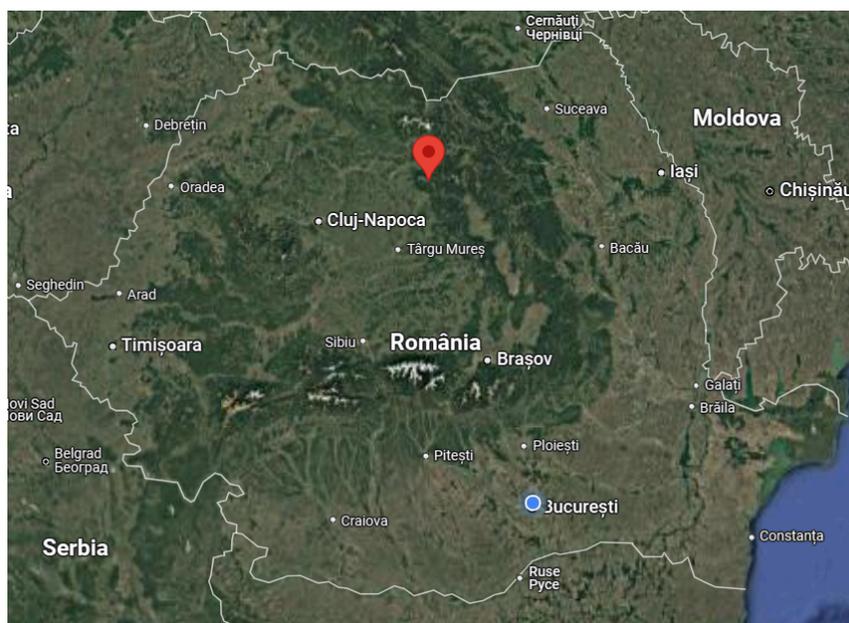


Figura 4 - Locația Colibița ($47^{\circ}06'52.6''N$ $24^{\circ}54'42.4''E$)

Dezvoltarea hidroelectrică cu acumulare prin pompă ar urma să fie construită pe râul Bistrița și să includă 1 instalație situată în apropierea satului Colibița din Bistrița Bârgăului, județul Bistrița Năsăud.

Soluția tehnică și economică optimă pentru PHES Colibița este construcția unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompă într-o singură etapă.

Pentru realizarea obiectivelor proiectului de investiții au fost analizate 3 variante de dezvoltare cu scopul de a selecta cele mai avantajoase variante:

-Opțiunea I: soluția construirii unui baraj de rocă pe un afluent al râului Valea Neagră la o altitudine de 1290,00 m deasupra nivelului mării, baraj cu înălțimea de 80 m și lungimea coroanei de 400 m.

- Opțiunea II: soluția creării unui lac antropic cu o înălțime de 5 m la o altitudine de 1560,00 m deasupra nivelului mării, la vest de Dealul Calului, cu suprafața lacului de 0,25 km². Lacul ar avea un volum util de 0,45 milioane m³, rezultând un debit instalat de 15,5 m³/s și o putere instalată de 100 MW.

- Opțiunea III: soluția creării unui lac antropic cu o înălțime de 5 m la o altitudine de 1560,00 m deasupra nivelului mării, la vest de Dealul Calului, cu o suprafață a lacului de 0,40 km². Lacul ar avea un volum util de 1,5 milioane m³, rezultând un debit instalat de 44 m³/s și o putere instalată de 260 MW.

Soluția tehnică și economică optimă pentru PHES Colibița este o centrală hidroelectrică cu acumulare prin pompare, compusă din (Opțiunea III):

- lacul inferior - existent; Lacul Colibița, a cărui variație de nivel s-ar modifica cu aproximativ 0,5 m în cazul funcționării centralei pe un ciclu turbină - pompare.

- lacul superior - a fi construit la o altitudine de 1560,00 m deasupra nivelului mării, cu o suprafață de 0,4 km² și o circumferință de aproximativ 4 km. Lacul nu ar avea debite de efluent și ar fi alimentat printr-o galerie subterană de 5,0 km lungime și 5,5 m diametru, din lacul inferior. Volumul acumulării create ar fi de aproximativ 1,5 milioane m³ și ar asigura un debit instalat de 44 m³/s, pentru o funcționare de 8 ore/zi. Construcția instalației ar exploata căderea naturală de 762 m. Putere instalată 260 MW.

- aducția ar consta dintr-o galerie subterană pe o lungime de 5 km și un diametru de 5,5 m și patru conducte pe o lungime de 500 m.

Opțiunea 1 a fost evitată din cauza problemelor de exploatare a barajului, pe de o parte, dar și din motive legate de cantitățile necesare de material.

Opțiunea 2 nu exploatează la maximum condițiile favorabile de teren local. Puterea rezultată este de 100 MW, putere considerată insuficientă în condițiile date.

Varianta recomandată este avantajoasă datorită costurilor optime de investiție economică și soluției tehnologice unitare. Planta este deosebit de utilă deoarece:

- asigură rezerva de urgență pe termen scurt;

- asigura putere reactiva si functionare in regim compensator asigurand respectarea standardelor de calitate a energiei electrice;

- îmbunătățește participarea NES la piața unică de energie electrică, crescând gradul de siguranță și posibilitatea de exploatare a acesteia în condiții tehnice și economice superioare.

Principalele caracteristici ale depozitului cu pompare sunt:

- putere instalata 260 MW (pentru calculul puterii s-a considerat ca nivelul in lacul din aval nu ar scadea cu mai mult de 20 m fata de nivelul normal de retentie), puterea instalata a grupului de pompe este de 365 MW;

- 4 turbine Francis;

- 4 pompe;

- înălțime brută 762 m;

- inaltime de pompare 762 m;

- randament maxim de pompare 0,85, respectiv turbina 0,90;

- diametrul galeriei de admisie 5500 mm.

Variația în timp a sarcinii electrice necesită anumite modalități de montare în sistem a diferitelor categorii de centrale electrice:

- centralele nucleare functioneaza la baza inferioara a graficului de sarcina cu $T_u=7000-8000$ h/an, unde $T_u=E/P_i$;

- centrale termoelectrice cu ardere de lignit si carbune inferioara functioneaza la baza a doua, cu $T_u=5500-6500$ h/an;

- centralele pe gaz cad la semibază, $T_u=5000$ h/an;

- hidrocentrale fluviale și cele cu căderi mici H, debite mari Q și volume utile foarte mici în lacurile cu căderea la semibază sau semivârf, cu $T_u=3500-5500$ h/an;

- hidrocentrale gravitaționale, cu lacuri și căderi mari, funcționează la vârful graficului de sarcină, cu $T_u=1500-2500$ h/an;

- microhidrocentralele functioneaza la baza inferioara, (tip derivat) si sunt in prezent beneficiare de certificate verzi;

- transformatoarele hidroenergetice (The) sunt utile și economice la vârfuri mari și de scurtă durată, cu T_u sub 1500 h/an.

Din punct de vedere financiar, prognoza veniturilor este evidențiată în Tabelul 7.

Tabelul 7. Prognoza veniturilor (estimate pentru anul 2024)

Serviciu de sistem	Pret minim Euro/MWh	Pret maxim Euro/MWh	Cantitate Euro	Venit minim euro	Venitul maxim euro
Setare secundară*	20.55	24	45.552,00	936.093,60	1.093.248
Ajustare terțiară rapidă*	10.2	12	1.898.000	19.359.600	22.776.000
Consum dispecerabil*	10.2	16.5	1.138.800	11.615.760	18.790.200
Producția de energie electrică	200	250	759.200,0	151.840.000	189.800.000
Consumul de energie electrică	100	150	1.065.800	106.580.000	159.870.000
Venitul total				183.751.453	232.459.448
Cheltuieli totale				106.580.000	159.870.000
Total general				77.171.453	72.589.448

Nota. Prețurile la energie s-au modificat în ultimii 3 ani, datorită instalării surselor de energie fotovoltaică, care fac ca prețurile orare să fie volatile în timpul zilei, situație atipică nestudiată pentru instalațiile PEHS, care aveau prețuri diferențiate zi/noapte. (ANRE)

Prețurile energiei electrice sunt rezultatul unei sinteze a variațiilor de preț orare din Piața Ziua Următoare (DAM/PZU), cu avertismentul că au avut loc variații semnificative în anumite perioade ale anului când prețurile de vârf la energie au fost mai mici decât prețurile de bază ale energiei, deși acestea constituiau excepții. Anexa 1 oferă exemple de variații de preț pe oră pentru câteva zile selectate. Dezvoltarea de noi capacități de producție din surse regenerabile de energie, în special fotovoltaică, va modifica evoluția prețurilor orare, rezultând curbe atipice pentru energia de vârf și energia de bază.

Concluzie

PHES Colibița este rentabil și are potențial de conectare eficientă la Sistemul Energetic Național, fiind situat între două puncte semnificative, Iernut și Stejaru. Existența unui rezervor mare de stocare minimizează fluctuațiile nivelurilor de pompare și utilizare, reducând impactul asupra utilizării apei în tronsonul barajului Colibița. Există și 2 dezavantaje semnificative la acest sit, în primul rând, întregul proiect este amplasat într-un sit Natura 2000, deja afectat de lipsa debitului ecologic în aval de CHE existentă și construcția

ilegală a microhidrocentralei de pe Budușel, iar în al doilea rând, agenții economici de turism deja dezvoltați în zonă care pot fi nemulțumiți de variațiile nivelului lacului (0,5 m). Din punct de vedere al mediului, deși proiectul oferă o soluție de energie regenerabilă, prezintă și provocări ecologice semnificative. Construcția rezervorului superior și a infrastructurii asociate acestuia poate duce la distrugerea habitatului, defrișarea și perturbarea biodiversității locale. Modificarea debitului de apă ar putea avea un impact asupra ecosistemelor acvatice, în special asupra populațiilor de pești și a altor specii dependente de condiții hidrologice stabile. În plus, variațiile nivelului apei din Lacul Colibița pot contribui la creșterea sedimentării și la modificări ale calității apei, afectând potențial atât ecosistemul, cât și activitățile recreative. Pentru a atenua aceste preocupări, evaluările amănunțite ale impactului asupra mediului și măsurile de conservare ar trebui integrate în dezvoltarea proiectului, inclusiv refacerea habitatului, întreținerea fluxului ecologic și colaborarea cu organizațiile de mediu pentru a minimiza daunele ecologice, maximizând în același timp beneficiile energetice.

3.3. Studiu de caz Socol

Este vorba despre o hidrocentrală de 300 MW cu acumulare prin pompă, care face parte dintr-un complex mult mai mare – „Complexul de producere a energiei electrice regenerabile din comuna Socol, județul Caraș-Severin”. Centrala a fost propusă inițial pentru 1000 MW, dar considerentele economice și de mediu indică faptul că 300 MW reprezintă capacitatea optimă.

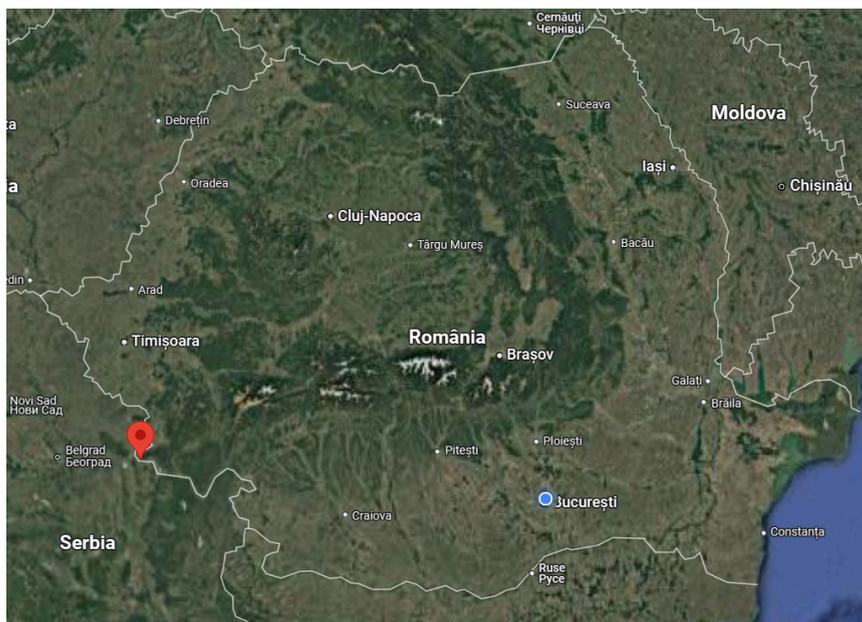


Figura 5 - Locația Socol ($44^{\circ}48'29.0''N$ $21^{\circ}25'25.2''E$)

Proiectul Socol PHES (Pumped Hydroelectric Storage) constă din următoarele componente principale:

1. Lac de acumulare superior: Cu un volum de 3,8 milioane m³, situat pe platou (NNR 305 metri deasupra nivelului mării). Este construit prin excavare și terasamente pentru a echilibra volumul de săpături și umpluturi.
2. Rezervor inferior: Poarta de Fier I (nivelul este la 80 de metri deasupra nivelului mării).
3. Conducte: Zece conducte conectează rezervorul superior de centrala electrică, cu o lungime de 2.000 de metri și un diametru de 3 metri.
4. Powerhouse: O structură subterană situată pe malul stâng al Dunării. Acesta cuprinde caverne de mașini și transformatoare, tuneluri de acces, galerii de conectare, galerii de aspirație, arbori de supape și galerii de cabluri.

Centrala ar fi echipată cu cinci unități binare turbină-pompă cuplate cu sisteme generator-motor. Fiecare unitate are o capacitate instalată de 50/75 MW cu o înălțime brută de 220 de metri.

Energiile consumate și produse sunt:

- energie pompată: 10,6 GWh/ săptămână
- energie totală pompată: 525 GWh/an
- energie produsă: 8,4 GWh/ săptămână
- energie totală produsă: 410 GWh/an

Analiza economică a acestui proiect seamănă foarte mult cu cea a proiectului Colibița PHES în ceea ce privește cifrele financiare.

MOE-HPG Timișoara SRL propune construirea unei centrale electrice de 1000 MW în această locație. Cu toate acestea, o evaluare a impactului asupra mediului indică faptul că o instalație de această dimensiune ar avea un impact negativ semnificativ asupra mediului. În plus, analiza sugerează că o centrală de 250 MW ar satisface în mod adecvat nevoile de stocare ale complexului. Această uzină mai mică oferă mai multe avantaje: impact mai mic asupra mediului, costuri specifice mai favorabile de investiții, având ca rezultat o rentabilitate îmbunătățită, dar vine cu dezavantaje și mai grave, cum ar fi: fiind situată în Parcul Natural Porțile de Fier din Defileul Dunării, una dintre cele mai valoroase zone peisagistice din

Europa, deja afectată de baraj și lacul de acumulare asociat, și istoria dintre România și Porțile de Fier din Serbia.

Concluzie

În timp ce o centrală de stocare prin pompă de 250 MW pare a fi cea mai viabilă opțiune din punct de vedere economic și operațional, preocupările semnificative de mediu ale amplasamentului Socol nu pot fi trecute cu vederea. Amplasarea proiectului în Parcul Natural Porțile de Fier – o regiune de o valoare ecologică și culturală excepțională – ridică provocări serioase de durabilitate. Presiunile de mediu existente de la barajele Porțile de Fier I și II au modificat deja peisajul natural și dinamica ecosistemului, iar dezvoltarea suplimentară a infrastructurii ar putea perturba și mai mult biodiversitatea locală, calitatea apei și integritatea habitatului. Viabilitatea pe termen lung a proiectului nu ar trebui să fie evaluată doar din motive economice, ci și prin prisma gestionării mediului și a rezistenței ecologice regionale.

3.4. Studiu de caz Frasin – Pângărați

Proiectul PHES Frasin – Pângărați este planificat în județul Neamț, pe malul stâng al râului Bistrița, în apropierea stației 220/110 kV Stejaru. Este conceput pentru a contribui la echilibrarea sistemului energetic național prin funcționarea în regim de pompă pe timp de noapte.

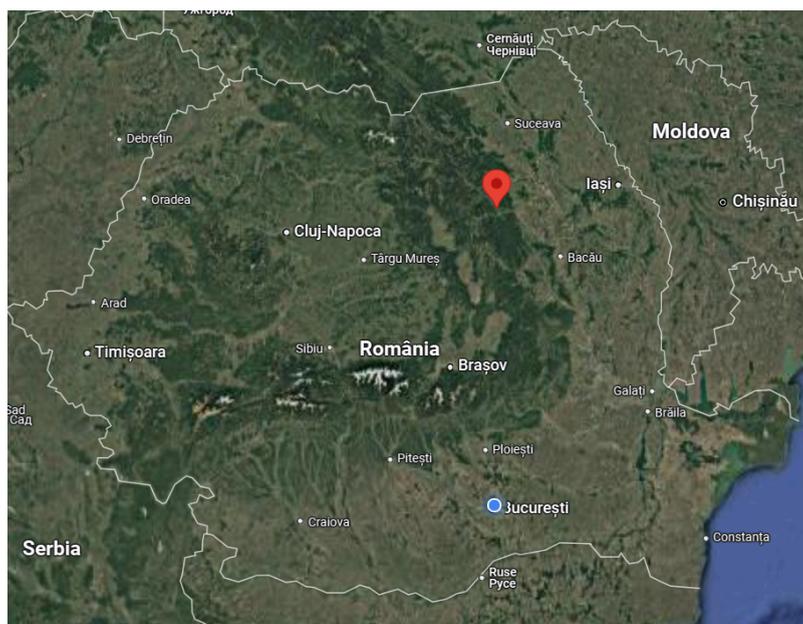


Figura 6 - Locația Frasin – Pângărați (46°58'40.9"N 26°09'09.7"E)

Principalele caracteristici tehnice:

- Rezervor superior: situat la o altitudine de 1022 mSl, cu un volum util de aproximativ 3 milioane m³ de apă.

- Înălțime brută: aproximativ 500 m, între cota lacului de acumulare superior și nivelul minim de funcționare al Lacului Bicaz (520 m deasupra nivelului mării).

- Putere instalată: 300 MW, limitată de configurația actuală a stației Stejaru, care nu funcționează la 400 kV. Sistemul este proiectat cu două grupuri reversibile de 157 MW fiecare, pentru o putere totală de 314 MW.

- Durata construcției: estimată la 4 ani.

- Racordarea la rețea: se va realiza prin linia electrică aeriană (LPO) Stejaru-Gheorghieni de 220 kV. O posibilă extindere la 400 kV ar crește investiția cu 40 de milioane de euro.

Parametri de funcționare:

- Eficiență: eficiență globală la debit: 82,8%.

randament global la pompare: 76,5%.

- Timp de funcționare: debit/timp de pompare: 10,15 ore.

- Debit instalat: 73,9 m³/s.

Consumul și producția de energie:

- Energia consumată zilnic: 4736 MWh.

- Energia zilnică produsă: 3140 MWh.

Costuri și recuperarea investițiilor:

- Investiție totală: aproximativ 300 milioane EUR (calculat la 1 milion EUR/MW instalat).

- Venituri anuale estimate: 26,78 milioane EUR, presupunând un factor de utilizare de 95%.

- Timp simplu de recuperare a investiției: 11,2 ani.

Alternative analizate:

O alternativă identificată este construirea unei centrale similare pe râul Siret, la Călimănești, pentru o putere maximă de 150 MW. Implementarea acestui proiect depinde însă de un studiu geologic detaliat, întrucât solul argilo-spongios al dealului Călimănești poate afecta viabilitatea sitului.

Concluzie

Proiectul PHES Frasin – Pângărați oferă o soluție robustă de îmbunătățire a capacității de reglare a rețelei energetice naționale. Amplasată strategic în afara ariilor protejate și pe întinsul Lac Bicz, instalația va funcționa cu impact minim asupra mediului, deoarece variațiile de nivel al apei din lac vor fi insesizabile. Designul eficient al proiectului, cu o eficiență totală ridicată de 82,8% la debit și 76,5% la pompare, asigură o producție optimă de energie, susținând în același timp stabilitatea rețelei. Conexiunea la substația Stejaru, împreună cu o perioadă de rambursare fezabilă de 11,2 ani, subliniază și mai mult viabilitatea economică a proiectului. Cu toate acestea, considerentele de mediu trebuie integrate cu grijă în planificarea acestui PHES.

3.5. Studiu de caz Simian

Situl studiat este situat în localitatea Simian, județul Mehedinți, România, situat în partea de Sud-Vest a României în situl Natura 2000 Opranești.

Instalația de pompare analizată presupune un debit de 784 m³/s. de la Dunăre și crearea unui rezervor la 283 mSL cu o suprafață de 312 ha și un volum de 100,5 GL. Delimitarea lacului de acumulare se face prin diguri de contur cu o înălțime de 33,9 m [23].

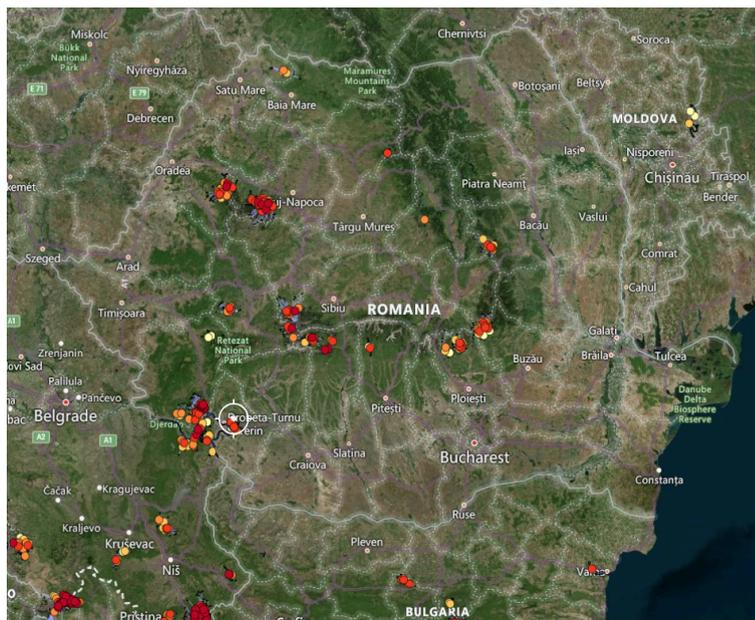


Figura 7 - Locația Simiană (44°40'11.5"N 22°46'20.1"E)

Principalele caracteristici tehnice:

- Rezervor superior: situat la o altitudine de 283 mSL, cu un volum util de aproximativ 100,5 GL de apă și o suprafață de 312 ha.
- Înălțime brută: aproximativ 246 m, între cota lacului de acumulare superior și nivelul Dunării.
- Lungimea conductei: 7,5 km.
- Putere turbinei: 1565 MW.
- Putere de pompare: 2471 MW.

Parametri de funcționare:

- Eficiență: eficiență globală la debit: 82,8%.
 randament global la pompare: 76,5%.
- Timp de funcționare: debit/timp de pompare: 10 ore.
- Debit instalat: 784 m³/s.

Consumul și producția de energie:

- Energia consumată zilnic: 24710 MWh.
- Energia zilnică produsă: 15650 MWh.

Concluzie

Situl studiat din Simian, județul Mehedinți, România, situat în cadrul sitului Natura 2000 Opranești, prezintă un proiect provocator, dar ambițios din punct de vedere tehnic. Instalația de pompare propusă, cu un debit de 784 m³/s din Dunăre, un rezervor la 283 m s.l.m. și un

volum de 100,5 GL, oferă un potențial semnificativ de producere a energiei. Cu toate acestea, mai mulți factori critici trebuie luați în considerare în fezabilitatea pe termen lung a acestui proiect. Debitul este excepțional de mare și, deși pare fezabil în teorie, în practică, nu poate fi menținut constant din Dunăre datorită dimensiunii sale. Dimensiunea infrastructurii, în special a sistemului de alimentare cu apă, este extinsă, ceea ce face costurile de implementare impracticabile. Investiția necesară pentru un sistem atât de mare, având în vedere constrângerile asupra alimentării cu apă, ar fi prohibitiv de costisitoare, mai ales când se iau în considerare provocările asociate cu lungimea și diametrul conductei. Reducerea diametrului conductei pentru gestionarea costurilor ar duce doar la viteze mai mari ale apei, ceea ce ar crește exponențial pierderile de energie, scăzând și mai mult eficiența proiectului. Din punct de vedere al mediului, deși acest proiect ar putea oferi beneficii substanțiale de producție de energie, este esențial să se ia în considerare impactul potențial al acestuia asupra ecosistemului din jur. Locația face parte din rețeaua Natura 2000, care își propune să protejeze cele mai valoroase și amenințate specii și habitate din Europa. Crearea unui rezervor mare, infrastructura extinsă necesară și manipularea debitului Dunării ar putea perturba habitatele faunei sălbatice locale, pot altera calitatea apei și pot afecta biodiversitatea. În plus, construcția și întreținerea sistemului de pompare ar putea duce la eroziunea solului și defrișările, toate acestea ar putea avea consecințe de lungă durată asupra mediului. În concluzie, în timp ce specificațiile tehnice ale amplasamentului oferă câteva posibilități atractive, fezabilitatea proiectului este îngreunată atât de preocupări economice, cât și de mediu. Investiția semnificativă necesară, împreună cu potențialele impacturi ecologice, fac nerealistă realizarea acestui proiect în forma sa actuală. Evaluări suplimentare de mediu și proiecte alternative ar fi necesare pentru a se asigura că un astfel de proiect se aliniază cu obiectivele de durabilitate și își reduce amprenta ecologică.

3.6. Studiu de caz Poiana Marului

Situl studiat este situat în localitatea Caransebeș, județul Caraș-Severin, România, situat în partea de vest a României într-un sit Natura 2000.

Instalația de pompare analizată presupune prelevarea unui debit de 1543 m³/s din lacul de acumulare Poiana Marului și realizarea unui lac de acumulare la o altitudine de 320 m a.s.l. cu o suprafață de 374 ha și un volum de 92,8 GL. Delimitarea lacului de acumulare se face prin diguri de contur cu o înălțime de 55,7 m [23].

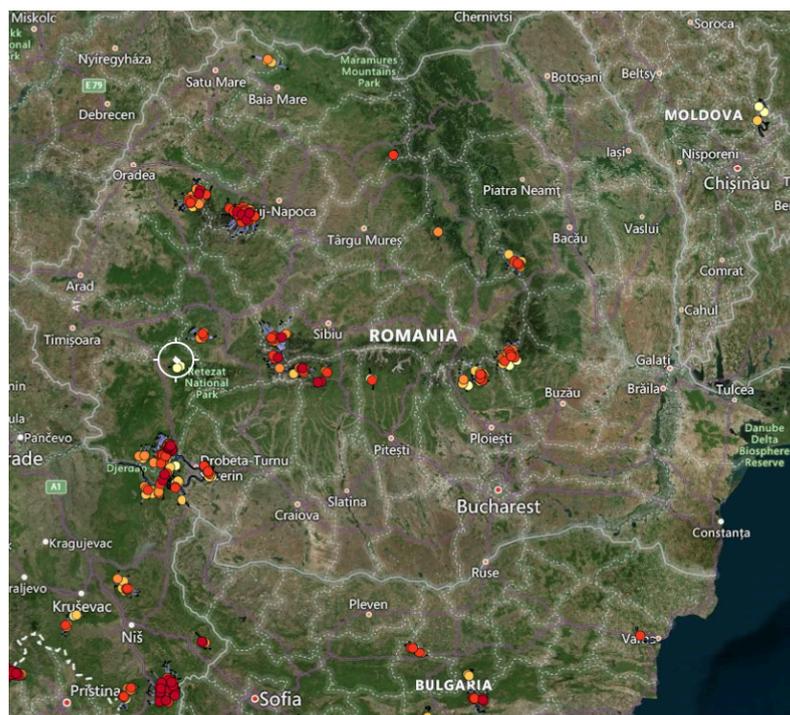


Figura 8 - Locatia Poiana Marului (45°29'36.9"N 22°25'12.0"E)

Principalele caracteristici tehnice:

- Lac de acumulare superior: situat la o altitudine de 320 mSL, cu un volum util de aproximativ 92,8 GL de apă și o suprafață de 374 ha.
- Înălțime brută: aproximativ 252 m.
- Lungimea conductei: 6,8 km.
- Putere turbină: 3158 MW.
- Putere de pompare: 4985 MW.

Parametri de funcționare:

- Eficiență: eficiență globală la debit: 82,8%.
 randament global la pompare: 76,5%.
- Timp de funcționare: debit/timp de pompare: 10 ore.
- Debit instalat: 1543 m³/s.

Consumul și producția de energie:

- Energia consumată zilnic: 49849 MWh.
- Energia zilnică produsă: 31575 MWh.

Concluzie

Debitul instalat al acestui proiect ar fi foarte mare iar costurile implementării unui astfel de sistem pentru acest flux fac investiția nerealistă. De asemenea, important de remarcat este faptul că acest proiect nu trebuie să faciliteze reluarea lucrărilor ilegale de construcție pe râul Bistra din Bucova, pentru a asigura o alimentare mai mare cu apă în lacul de acumulare Poiana Mărului. Din punct de vedere al mediului, amplasarea proiectului într-un sit Natura 2000 adaugă un alt nivel de complexitate. O analiză atentă a impactului potențial asupra ecosistemelor locale și a biodiversității este esențială pentru a ne asigura că proiectul este aliniat cu obiectivele de protecție a mediului. Construcția lacului de acumulare și a infrastructurii asociate ar putea avea repercusiuni asupra calității apei, florei și faunei locale, precum și asupra echilibrului hidrologic natural.

3.7. Studii de caz lacul Oasa

Locația studiată este în vecinătatea orașului Alba Iulia, România, situată în zona centrală a României.

Pentru acest sit sunt în studiu trei locații și anume: lac de acumulare superior în zona localității Girbova, localitatea Plesi, respectiv localitatea Cugir.

3.7.1. Studiu de caz Girbova

Instalația de pompare analizată presupune prelevarea unui debit de 453 m³/s din lacul de acumulare Oasa și realizarea unui rezervor la o altitudine de 380 mSL cu o suprafață de 105 ha și un volum de 27,4 GL. Delimitarea lacului de acumulare se face prin diguri de contur cu o înălțime de 58,2 m [23].

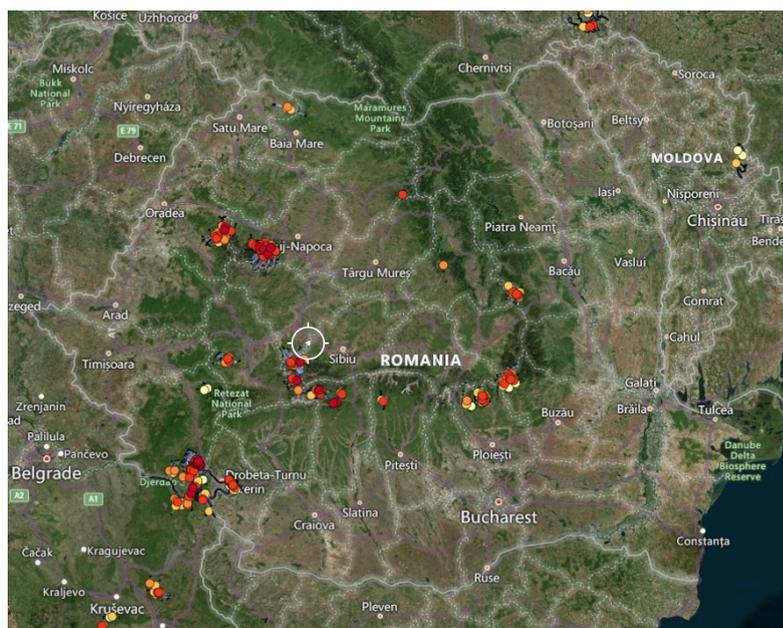


Figura 9 - Lacul Oasa: locatia Girbova (45.84411°N, 23.71742°E)

Principalele caracteristici tehnice:

- Lac de acumulare superior: situat la o altitudine de 380 mSL, cu un volum util de aproximativ 27,4 GL de apă și o suprafață de 105 ha.
- Înălțime brută: aproximativ 854 m.
- Lungimea conductei: 28,4 km.
- Putere turbinei: 3139 MW.
- Putere de pompare: 4956 MW.

Parametri de funcționare:

- Eficiență: eficiență globală la debit: 82,8%.
 randament global la pompare: 76,5%.
- Timp de funcționare: debit/timp de pompare: 10 ore.
- Debit instalat: 453 m³/s.

Consumul și producția de energie:

- Energia consumată zilnic: 49556 MWh.
- Energia zilnică produsă: 31390 MWh.

Concluzie

Studiul de caz Girbova prezintă o instalație de pompare cu debit mare proiectată să preia o cantitate substanțială de 453 m³/s din lacul de acumulare Oasa, cu scopul de a crea un rezervor la o altitudine de 380 mSL cu un volum de 27,4 GL. În ciuda specificațiilor tehnice

impresionante ale sistemului, inclusiv o înălțime brută de 854 de metri și o capacitate de putere a turbinei de 3139 MW, amploarea și complexitatea proiectului vin cu provocări semnificative. Costurile mari de investiții inițiale asociate unui sistem atât de mare, împreună cu infrastructura extinsă necesară funcționării acestuia, fac ca implementarea acestui proiect să fie nerealistă din punct de vedere financiar.

Din punct de vedere al mediului, instalația propusă ar avea implicații considerabile. Construirea de rezervoare mari și instalarea de conducte extinse poate duce la perturbarea habitatului, în special în zonele înconjurătoare ale Lacului Oasa. În plus, în timp ce sistemul este conceput pentru a îmbunătăți eficiența energetică, costurile de mediu ale construcției, impactul potențial asupra biodiversității locale și gestionarea apei necesită o atenție atentă.

3.7.2. Studiu de caz Plesi

Instalația de pompare analizată presupune prelevarea

unui debit de 586 m³/s din lacul de acumulare Oasa și realizarea unui rezervor la o altitudine de 380 mSL cu o suprafață de 131 ha și un volum de 27,9 GL. Delimitarea rezervorului se face prin diguri de contur cu o înălțime de 60,4 m [23].

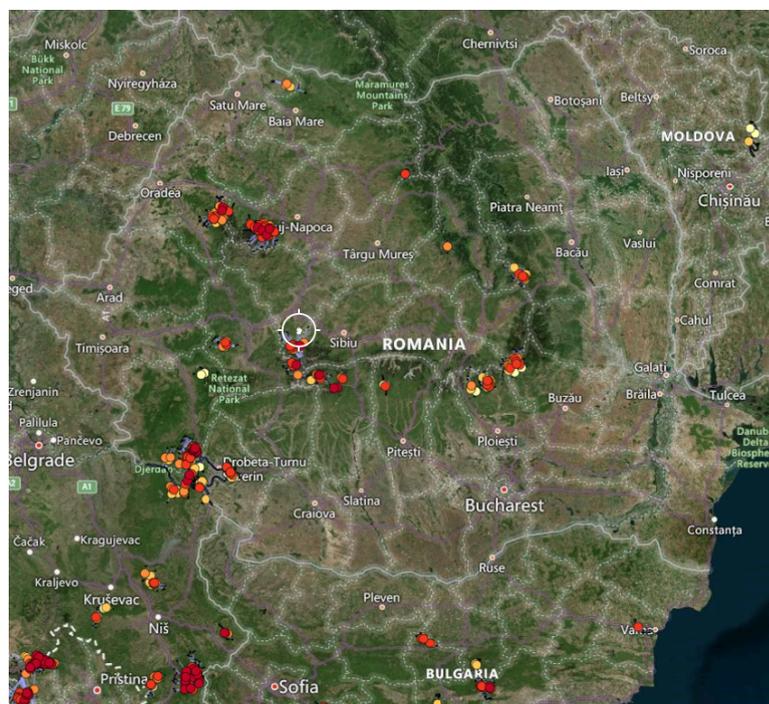


Figura 10 - Lacul Oasa: locatia Plesi (45°48'52.0"N 23°36'49.5"E)

Principalele caracteristici tehnice:

- Lac de acumulare superior: situat la o altitudine de 380 mSL, cu un volum util de aproximativ 27,9 GL de apă și o suprafață de 131 ha.

- Înălțime brută: aproximativ 854 m.

- Lungimea conductei: 21,8 km.

- Putere turbinei: 4064 MW.

- Putere de pompare: 6416 MW.

Parametri de funcționare:

- Eficiență: eficiență globală la debit: 82,8%.

randament global la pompare: 76,5%.

- Timp de funcționare: debit/timp de pompare: 10 ore.

- Debit instalat: 586 m³/s.

Consumul și producția de energie:

- Energia consumată zilnic: 64164 MWh.

- Energia zilnică produsă: 40643 MWh.

Concluzie

Studiul de caz Plesi evidențiază fezabilitatea tehnică a unui sistem de stocare hidroenergetică prin pompare la scară largă (PHES), cu un debit instalat de 586 m³/s și o înălțime brută semnificativă de 854 m. Cu toate acestea, costurile ridicate asociate implementării unui astfel de sistem pentru acest flux fac investiția nerealistă din perspectivă economică.

Dincolo de constrângerile financiare, trebuie luat în considerare și impactul asupra mediului al rezervorului și al infrastructurii propuse. Crearea unui rezervor de 131 ha ar avea ca rezultat schimbări substanțiale în utilizarea terenurilor, care pot afecta ecosistemele locale, biodiversitatea și calitatea apei. Construcția de diguri de contur care ating 60,4 m înălțime ar putea perturba modelele naturale de drenaj și ar putea duce la fragmentarea habitatului. În plus, pierderile de energie inerente procesului de pompare (cu o eficiență de 76,5%) înseamnă că o parte din energia consumată ar fi derivată din surse externe, potențial creșterea amprentei de carbon în funcție de mixul energetic.

3.7.3. Studiu de caz Cugir

Instalația de pompare analizată presupune prelevarea unui debit de 530 m³/s din lacul Oasa și realizarea unui rezervor la o altitudine mai mare (aproximativ 330 m între rezervorul superior și lacul Oasa) cu o suprafață de 98 ha și un volum de 26,4 GL. Delimitarea lacului de acumulare se face prin diguri de contur cu o înălțime de 54,6 m [23].

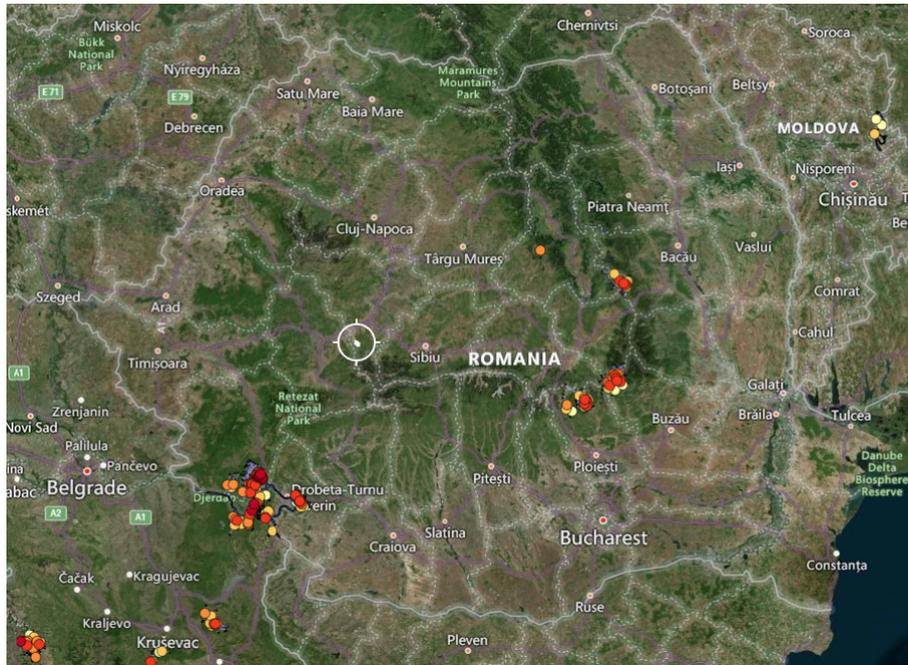


Figura 11 - Lacul Oasa: locatia Cugir (45°49'04.0"N 23°23'50.8"E)

Principalele caracteristici tehnice:

- Lac de acumulare superior: situat la o altitudine de 1566 mSL, cu un volum util de aproximativ 26,4 GL de apă și o suprafață de 98 ha.
- Înălțime brută: aproximativ 904 m.
- Lungimea conductei: 28,3 km.
- Putere turbinei: 3889 MW.
- Putere de pompare: 6140 MW.

Parametri de funcționare:

- Eficiență: eficiență globală la debit: 82,8%.
 randament global la pompare: 76,5%.
- Timp de funcționare: debit/timp de pompare: 10 ore.
- Debit instalat: 530 m³/s.

Consumul și producția de energie:

- Energia consumată zilnic: 61399 MWh.
- Energia zilnică produsă: 38891 MWh.

Concluzie

Instalația de pompare propusă la Cugir implică un debit substanțial instalat de 530 m³/s, ceea ce prezintă provocări tehnice și economice semnificative. Costurile ridicate asociate cu dezvoltarea infrastructurii, în special la această scară, fac investiția nerealistă. În plus, suprapunerea parțială cu zonele populate ridică îngrijorări cu privire la conflictele de utilizare a terenurilor și impactul social. Din punct de vedere al mediului, proiectul ar duce la modificări considerabile ale peisajului datorită construcției de diguri de contur și creării rezervorului superior. Potențialele perturbări ecologice includ pierderea habitatului, modificările hidrologiei locale și riscurile pentru ecosistemele acvatice din Lacul Oasa. Având în vedere aceste provocări, ar trebui luate în considerare locații alternative cu impact mai mic asupra mediului și social, precum și măsurători de eficiență îmbunătățite, pentru dezvoltarea stocării hidrocentrale prin pompare.

3.8. Studiu de caz Siriu

Locația studiată se află în vecinătatea orașului Zabratou, România, situată în partea de Est a României.

Instalația de pompare analizată presupune prelevarea unui debit de 740 m³/s din lacul de acumulare Siriu și crearea unui rezervor la o altitudine de 981 mSL cu o suprafață de 163 ha și un volum de 53,5 GL. Delimitarea rezervorului se face prin diguri de contur cu o înălțime de 60,9 m [23].

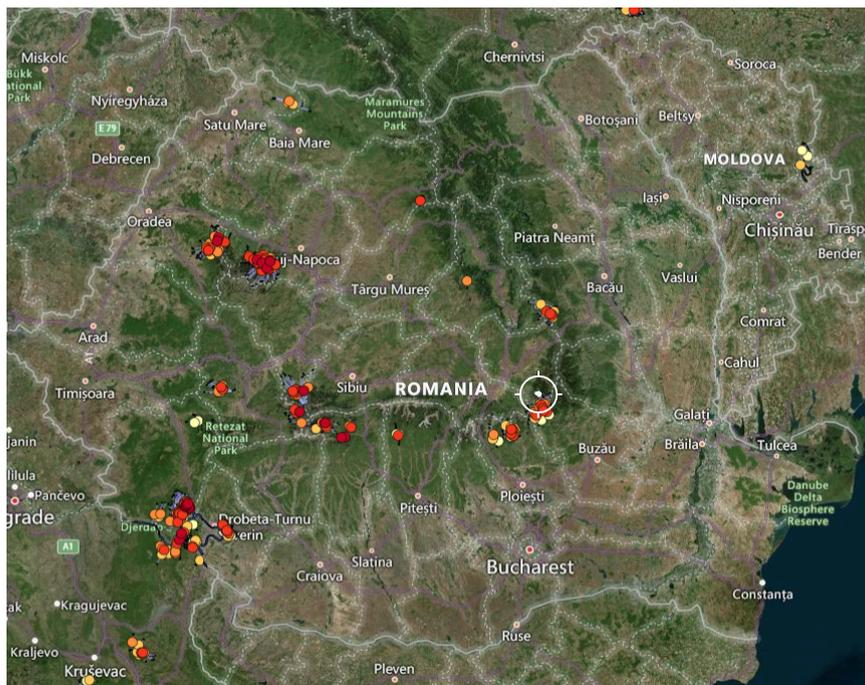


Figura 12 - Locația lacului Siriu ($45^{\circ}39'14.9''N$ $26^{\circ}11'41.4''E$)

Principalele caracteristici tehnice:

- Rezervor superior: situat la o altitudine de 981 mSL, cu un volum util de aproximativ 53,5 GL de apă și o suprafață de 164 ha.
- Înălțime brută: aproximativ 447 m.
- Lungimea conductei: 14,7 km.
- Putere turbinei: 2685 MW.
- Putere de pompare: 4239 MW.

Parametri de funcționare:

- Eficiență: eficiență globală la debit: 82,8%.
 randament global la pompare: 76,5%.
- Timp de funcționare: debit/timp de pompare: 10 ore.
- Debit instalat: 740 m³/s.

Consumul și producția de energie:

- Energia consumată zilnic: 42393 MWh.
- Energia zilnică produsă: 26853 MWh.

Concluzie

În timp ce amplasamentul Siriu oferă un potențial semnificativ de hidro-pompare cu un debit mare instalat, fezabilitatea unui proiect la scară atât de mare rămâne discutabilă. Costurile substanțiale asociate cu dezvoltarea infrastructurii pentru un debit de 740 m³/s fac ca investiția să fie o provocare economică. În plus, preocupările geologice, inclusiv exploatarea restricționată a Barajului Siriu și alunecările de teren existente la coada Lacului Siriu, complică și mai mult amplasarea unui rezervor superior. Din perspectivă de mediu, proiectul ridică preocupări cu privire la utilizarea terenurilor, biodiversitatea și gestionarea apei. Construirea unui rezervor superior ar necesita modificări semnificative ale terenului, care ar putea avea un impact asupra ecosistemelor și habitatelor locale. Mai mult, pierderile de energie în timpul ciclului de pompare și alterarea tiparelor naturale de curgere a apei ar putea perturba viața acvatică și calitatea apei. O evaluare aprofundată a impactului asupra mediului ar fi necesară pentru a evalua aceste riscuri și pentru a identifica măsuri de atenuare. Având în vedere provocările subliniate, ar trebui luate în considerare situri alternative sau soluții reduse pentru a echilibra nevoile energetice cu durabilitatea mediului.

Concluzie generală privind potențialul dezvoltării PHES în România pe baza studiilor de caz

Stocarea energiei hidraulice prin pompare a fost de multă vreme considerată un instrument crucial pentru echilibrarea surselor de energie regenerabilă intermitentă, cum ar fi energia eoliană și solară, cu cererea de energie. În timp ce proiectele PHES la scară largă, cum ar fi cele care depășesc 1000 MW, sunt adesea propuse ca o soluție pentru integrarea energiei regenerabile, mai mulți factori fac aceste proiecte mai puțin viabile în România. Acest capitol examinează aceste provocări, pe baza studiilor de caz și a experienței mai ample a dezvoltării PHES.

Proiectele mari PHES, în special cele cu capacități de peste 1000 MW, prezintă provocări semnificative. Una dintre cele mai stringente probleme este limitările geografice din România. În timp ce țara are regiuni muntoase abundente, locațiile potrivite pentru rezervoare

masive și diferențele de altitudine necesare sunt limitate. Construirea unei astfel de infrastructuri la scară largă necesită teren substanțial, iar construcția de baraje și rezervoare mari poate întâmpina opoziție din cauza utilizării terenurilor, preocupărilor de mediu și obstacolelor de reglementare.

În plus, capitalul necesar pentru proiecte mari este imens. Investiția inițială în infrastructură, inclusiv construcția de baraje, rezervoare, tuneluri și turbine, poate fi prohibitiv de mare. Această perioadă lungă de amortizare face proiectele mari PHES mai puțin atractive, mai ales în comparație cu alternative mai mici și mai rentabile. Termenul extins pentru construcție poate duce, de asemenea, la presiuni inflaționiste și schimbări pe piața energiei care afectează fezabilitatea economică a unor astfel de proiecte.

4. Concentrația ridicată de energie nu este ideală

Centralele PHES de mare capacitate, cum ar fi cele de peste 1000 MW, concentrează cantități mari de energie într-o singură instalație. Această concentrare a puterii poate duce la mai multe probleme. Pentru exemple , poate destabiliza rețeaua atunci când instalația fie descarcă, fie încarcă energie. O singură centrală mare poate crea fluctuații mari în aprovizionarea cu energie, ceea ce poate tensiona rețeaua și poate face mai dificilă echilibrarea cererii și ofertei. Proiectele PHES mai mici sunt mai ușor integrate în rețea fără a risca întreruperi semnificative.

Mai mult, concentrarea energiei într-o singură instalație ar putea duce la supraproducție în anumite regiuni, în special în perioadele de cerere scăzută. Această supraaprovizionare poate duce la ineficiențe, deoarece energia ar putea fi nevoită să fie redusă sau deturnată, creând provocări operaționale și crescând costurile. Centralele mai mici, distribuite în regiuni, pot atenua aceste probleme oferind o generare de energie mai flexibilă și reducând solicitarea oricărei părți a rețelei.

4.1. Presiune pe rețea

Proiectele PHES de amploare, în special cele cu capacități mari, exercită o presiune considerabilă asupra rețelei. Pierderile de transmisie devin o preocupare semnificativă atunci când energia de la centralele mari trebuie să fie transportată pe distanțe lungi. Aceste pierderi reduc eficiența sistemului, făcând rețeaua mai puțin fiabilă și crescând costurile operaționale. Mai mult, centralele mari PHES pot limita flexibilitatea operațională a rețelei. Atunci când se bazează pe o uzină masivă, devine mai dificil să se adapteze la schimbările bruște ale cererii

sau ale producției de energie regenerabilă, ceea ce poate duce la dezechilibre și dificultăți operaționale. [24]

În plus, dimensiunea mare a unor astfel de proiecte pune presiune asupra rețelelor locale de transport. Dacă instalația PHES este departe de centrele urbane, rețeaua locală ar putea avea dificultăți să facă față afluxului imens de energie, ceea ce duce la potențiale întreruperi în alimentarea cu energie. Instalațiile PHES mai mici, descentralizate pot evita această problemă prin distribuirea capacității de stocare a energiei în mai multe locații, sporind stabilitatea rețelei și flexibilitatea operațională.

4.2. Fezabilitate economică

Din punct de vedere economic, proiectele mari PHES nu sunt întotdeauna cea mai bună opțiune. În timp ce costurile operaționale ale sistemelor PHES sunt relativ scăzute, investiția inițială necesară pentru proiectele la scară largă este substanțială. Cu o perioadă lungă de construcție, rentabilitatea investiției (ROI) pentru aceste proiecte este adesea mai lentă în comparație cu proiectele mai mici. În România, unde asigurarea finanțării pentru proiecte mari de infrastructură poate fi o provocare, riscul financiar asociat cu centralele mari PHES poate depăși beneficiile acestora.

Mai mult, mediul financiar din România poate favoriza proiecte mai mici, mai gestionabile. Sistemele PHES mai mici pot fi finalizate mai rapid, au costuri inițiale mai mici și oferă randamente mai rapide [7]. Aceste avantaje le fac mai atractive pentru investitori și asigură un echilibru economic mai bun pentru piața energetică a țării. În plus, proiectele mai mici prezintă un risc financiar mai mic și pot fi scalate sau adaptate mai ușor pentru a satisface nevoile energetice în evoluție.

4.3. Probleme de mediu

Proiectele mari PHES aduc, de asemenea, preocupări semnificative de mediu. Construcția de rezervoare vaste și infrastructura extinsă poate perturba ecosistemele locale, în special habitatele acvatice, și biodiversitatea. Costurile de mediu ale unor astfel de proiecte nu sunt întotdeauna luate în considerare în mod adecvat, mai ales atunci când cantități mari de teren trebuie defrișate sau transformate pentru a găzdui rezervoare și baraje. În România, unde reglementările de mediu sunt stricte, proiectele PHES la scară largă se pot confrunta cu opoziția grupurilor de mediu și a comunităților locale.

În plus, nevoia de resurse de apă substanțiale pentru a umple rezervoarele mari poate exacerba problemele existente legate de deficitul de apă, în special în regiunile care se luptă

deja cu menținerea unui debit constant de apă. Amprenta de mediu a proiectelor mari PHES poate fi astfel mult mai mare decât a celor mai mici, unde amploarea utilizării terenului, cerințele de apă și perturbarea habitatului sunt minimizate.

4.4. PHES mai mic (maximum 300 MW) este considerat a fi soluție mai bună

Având în vedere provocările discutate, proiectele PHES mai mici, în special cele cu o capacitate maximă de 300 MW, prezintă o soluție mai viabilă și mai durabilă pentru nevoile energetice ale României. Amortizarea economică a majorității liniilor electrice din România devine considerabil mai dificilă dacă depășesc acest prag. Aceste fabrici mai mici oferă mai multe avantaje, inclusiv impact redus asupra mediului, costuri inițiale mai mici și termene de construcție mai rapide. Abilitatea de a integra mai multe proiecte mai mici în rețea asigură o mai bună flexibilitate și stabilitate, permițând o gestionare mai eficientă a resurselor energetice.

Sistemele PHES mai mici sunt, de asemenea, mai potrivite pentru a integra energia regenerabilă, oferind stocare localizată și echilibrând sursele de energie intermitentă fără a copleși rețeaua. Din punct de vedere economic, proiectele mai mici sunt mai fezabile din punct de vedere financiar, oferind randamente mai rapide ale investiției și risc financiar mai mic. În plus, ele pot fi scalate mai ușor pentru a se adapta nevoilor energetice viitoare, permițând o mai mare adaptabilitate în peisajul energetic în evoluție al României.

În concluzie, în timp ce proiectele mari PHES pot părea atractive în ceea ce privește amploarea și producția de energie, sistemele mai mici sunt în cele din urmă mai potrivite condițiilor geografice, de mediu și economice ale României. Accentul ar trebui să se îndrepte către instalații PHES descentralizate și mai mici (până la 300 MW) pentru a spori securitatea energetică a țării, pentru a integra mai eficient sursele de energie regenerabilă și pentru a asigura un viitor energetic durabil și rezistent.

5. RheEnergise ca soluție alternativă

Sistemul inovator de stocare a energiei RheEnergise, denumit High-Density Hydro, folosește un fluid patentat, R-19™, care este de 2,5 ori mai dens decât apa. Această densitate mai mare permite sistemelor de stocare a energiei să fie mai mici și să funcționeze la altitudini mult mai joase (până la 100 de metri), în comparație cu depozitarea hidrocentrală tradițională prin pompare, care necesită de obicei regiuni muntoase cu altitudini de 300 de metri sau mai mult. Fluidul R-19 este, de asemenea, non-toxic, non-coroziv și conceput pentru a reduce riscurile de mediu. Sistemul stochează excesul de energie regenerabilă în perioadele cu cerere scăzută

prin pomparea fluidului în sus între rezervoarele de stocare subterane, apoi o eliberează în jos prin turbine pentru a genera electricitate în timpul cererii de vârf.

Avantajele RheEnergise față de PHES convențional

Accesibilitatea site-ului: PHES convențional se bazează pe diferențe abrupte de altitudine, limitându-și implementarea la anumite zone geografice. Tehnologia RheEnergise extinde gama de site-uri potențiale prin operarea pe dealuri mai mici, deblocând mii de noi locații în întreaga lume.

Construcție și amprentă de mediu: Sistemul RheEnergise utilizează rezervoare subterane și necesită de 2,5 ori mai puțin spațiu vertical, reducând costurile de construcție și minimizând perturbarea mediului în comparație cu PHES convențional.

Ieșire de energie: la cote egale, fluidul de înaltă densitate generează de 2,5 ori energia unui sistem tradițional pe bază de apă, îmbunătățind densitatea și eficiența energiei.

Tabelul 8. Comparație tehnică și economică

	PHES convențional	RheEnergise Hidro de înaltă densitate
Fluid de lucru	Apă	Fluid de înaltă densitate R-19 (2,5x mai dens)
Altitudinea necesară	300 de metri sau mai mult	100 de metri sau mai mult
Ieșire de energie	Standard bazat pe densitatea apei	De 2,5 ori mai mare pentru aceeași altitudine
Amprenta construcției	Sunt necesare rezervoare mari și baraje	Rezervoare subterane mai mici, impact minim asupra terenului
Cost	Mai mare din cauza nevoilor mari de inginerie civilă	Cu 65% mai mic datorită cerinței de dimensiune redusă
Disponibilitatea site-ului	Limitat la regiunile muntoase	Disponibil pe scară largă în regiunile de deal joase
Impactul asupra mediului	Ridicat, cu posibilă perturbare a ecosistemului	Scăzut, cu un consum mai mic de pământ și apă

5.1. An added value la sistemele de stocare a energiei hidraulice cu pompare

Acest fluid îmbunătățește semnificativ capacitatea de stocare a energiei fără a crește dimensiunea rezervoarelor sau altitudinea. De exemplu, un sistem convențional pe bază de apă care necesită o altitudine de 300 de metri poate obține o producție de energie echivalentă cu sistemul RheEnergise la doar 120 de metri. Sistemul cuprinde rezervoare de stocare subterane la diferite cote, conectate prin conducte sub presiune. În perioadele de energie cu costuri reduse, generată de obicei din surse regenerabile, fluidul R-19 este pompat în sus. Când cererea atinge vârfuri, fluidul curge în jos, rotind turbinele pentru a genera energie.

Spre deosebire de PHES tradițional, tehnologia RheEnergise este foarte modulară, cu dimensiuni ale proiectelor variind de la 5 MW la 100 MW, făcându-l potrivit pentru integrarea în fermele existente de energie regenerabilă. Poate funcționa și în zone nepotrivite pentru sistemele tradiționale, cum ar fi dealurile joase și chiar spațiile subterane.

5.2. Impactul asupra mediului

PHES convențional perturbă adesea ecosistemele, necesitând modificări semnificative ale terenurilor și resurse de apă. Sistemul subteran, în buclă închisă al RheEnergise minimizează impactul asupra terenului și ecologic, evită contaminarea apei și se aliniază cu reglementările stricte de mediu. În plus, natura non-toxică și non-corozivă a R-19 reduce riscurile de mediu pe termen lung.

5.3. Implicații economice

5.3.1 Analiza cost-beneficiu

Proiectele PHES tradiționale, deși sunt fiabile, implică investiții inițiale substanțiale datorită cerințelor de infrastructură la scară largă. În comparație, sistemele RheEnergise folosesc o infrastructură mai mică, reducând costurile cu până la 65%. Scalabilitatea sistemelor RheEnergise asigură că chiar și fermele mici de energie regenerabilă își pot permite soluții de stocare a energiei, democratizând accesul la această tehnologie critică.

5.3.2 Potențialul pieței

RheEnergise estimează 6500 de site-uri potențiale doar în Marea Britanie și peste 500.000 la nivel global, inclusiv regiuni din Africa, Orientul Mijlociu și America de Nord. Acest potențial vast de piață poziționează RheEnergise ca o forță transformatoare în integrarea energiei regenerabile.

5.4. Aplicații din lumea reală

5.4.1 Probe de teren și demonstrații

În 2022, RheEnergise a efectuat cu succes teste de teren în Canada, dovedind că sistemul său de înaltă densitate funcționează eficient la jumătate din înălțimea unui sistem convențional pe bază de apă. Această etapă a demonstrat scalabilitatea și viabilitatea economică a tehnologiei.

5.4.2 Integrarea energiei regenerabile

Sistemele RheEnergise sunt proiectate pentru a fi amplasate împreună cu proiectele eoliene, solare și de bioenergie, permițând stocarea eficientă a energiei și stabilitatea rețelei. Designul compact permite integrarea perfectă fără a necesita suprafețe mari de teren.

5.5. Implicații de mediu și sociale

Proiectele PHES tradiționale se confruntă adesea cu rezistență din cauza degradării mediului și a deplasării comunităților. RheEnergise abordează aceste preocupări prin utilizarea minimă a terenului, infrastructura subterană și utilizarea materialelor sigure pentru mediu. Capacitatea de a reface pășunile naturale sau zonele de reîmpădurire deasupra facilităților sale sporește și mai mult atractivitatea ecologică.

Hydro de înaltă densitate de la RheEnergise oferă avantaje semnificative în ceea ce privește accesibilitatea site-ului, eficiența energetică și sustenabilitatea mediului. În timp ce PHES tradițional rămâne eficient pentru stocarea energiei pe scară largă, soluția RheEnergise oferă o alternativă mai versatilă și mai ieftină, potrivită pentru diverse condiții geografice. Această flexibilitate este crucială pe măsură ce adoptarea energiei regenerabile crește, necesitând soluții scalabile și durabile de stocare a energiei.

6. Concluzii și recomandări

Implementarea hidroenergiei pompate în România reprezintă o soluție pentru optimizarea funcționării Sistemului Energetic Național, în contextul tranziției energetice globale către surse regenerabile de energie.

La nivel european și global, creșterea ponderii energiei regenerabile intermitente (eoliana și solara) impune adoptarea unor soluții eficiente de stocare a energiei, iar hidrocentralele pompate sunt considerate una dintre cele mai mature și fiabile tehnologii existente.

Astfel, sunt necesare soluții pentru: flexibilizarea sistemului energetic, integrarea surselor regenerabile, securitatea și stabilitatea energetică, reducerea dependenței energetice etc.

Centralele cu pompare permit transferul de energie electrică din perioadele de vârf în perioadele de vârf, echilibrând cererea și oferta de energie. Acest lucru contribuie semnificativ la stabilitatea NES, mai ales într-un context marcat de volatilitatea producției din surse regenerabile.

PHES sprijină, de asemenea, implementarea surselor regenerabile intermitente, oferind o soluție de stocare pe termen lung și compensând variabilitatea acestora. În România, potențialul de energie eoliană și solară poate fi exploatat în condiții optime doar prin completarea acestora cu soluții de stocare adecvate, precum centralele de stocare prin pompare.

O centrală PHES asigură rezerve de urgență, reglare secundară și terțiară, asigurând funcționarea stabilă a NES în situații de urgență. Capacitatea de „Black start” este crucială pentru repornirea sistemului în cazul unor defecțiuni majore.

Prin înlocuirea centralelor pe gaz, centralele de stocare prin pompare reduc semnificativ emisiile de gaze cu efect de seră, susținând obiectivele de neutralitate climatică ale României și ale Uniunii Europene până în 2050, în special prin adoptarea de tehnologii moderne, folosind cele mai noi tehnologii în proiectarea și exploatarea centralelor de stocare prin pompare, precum automatizarea, digitalizarea și optimizarea sistemelor de management al energiei.

Proiecte precum Tarnița-Lăpușești nu trebuie luate în considerare, având în vedere contextul strategiilor energetice naționale și europene și volatilitatea și incertitudinile privind evoluția prețurilor la energie, în timp ce proiectele Colibița, Frasin-Pangarati și Socol, dacă sunt abordate corect, pot avea un impact mai mic asupra mediului, costuri mai mici, produc energie mai fiabilă și stabilă, cu o putere instalată încă serioasă de 500 MW cumulată.

România ar trebui să valorifice oportunitățile de finanțare prin programe europene, precum Fondul de Modernizare sau Fondul de Recuperare și Reziliență, pentru dezvoltarea infrastructurii energetice durabile, minimizând amprenta ecologică prin evitarea ariilor protejate și a corpurilor de apă cu stare ecologică bună. De asemenea, având în vedere poziția sa geografică strategică, România poate deveni un hub energetic regional, furnizând servicii de sistem și susținând interconectarea rețelelor energetice din Europa Centrală și de Sud-Est.

Analiza cost-beneficiu a sistemelor de stocare a energiei hidroenergetice pompate evidențiază potențialul acestora ca piatră de temelie a tranziției la energie regenerabilă a României. În

timp ce costurile inițiale și operaționale sunt considerabile, beneficiile economice, de mediu și sociale pe termen lung fac din PHES o investiție atractivă. Această analiză evidențiază importanța planificării strategice, a implicării transparente a părților interesate și a adoptării de practici durabile pentru a maximiza beneficiile PHES, minimizând în același timp provocările acestuia.

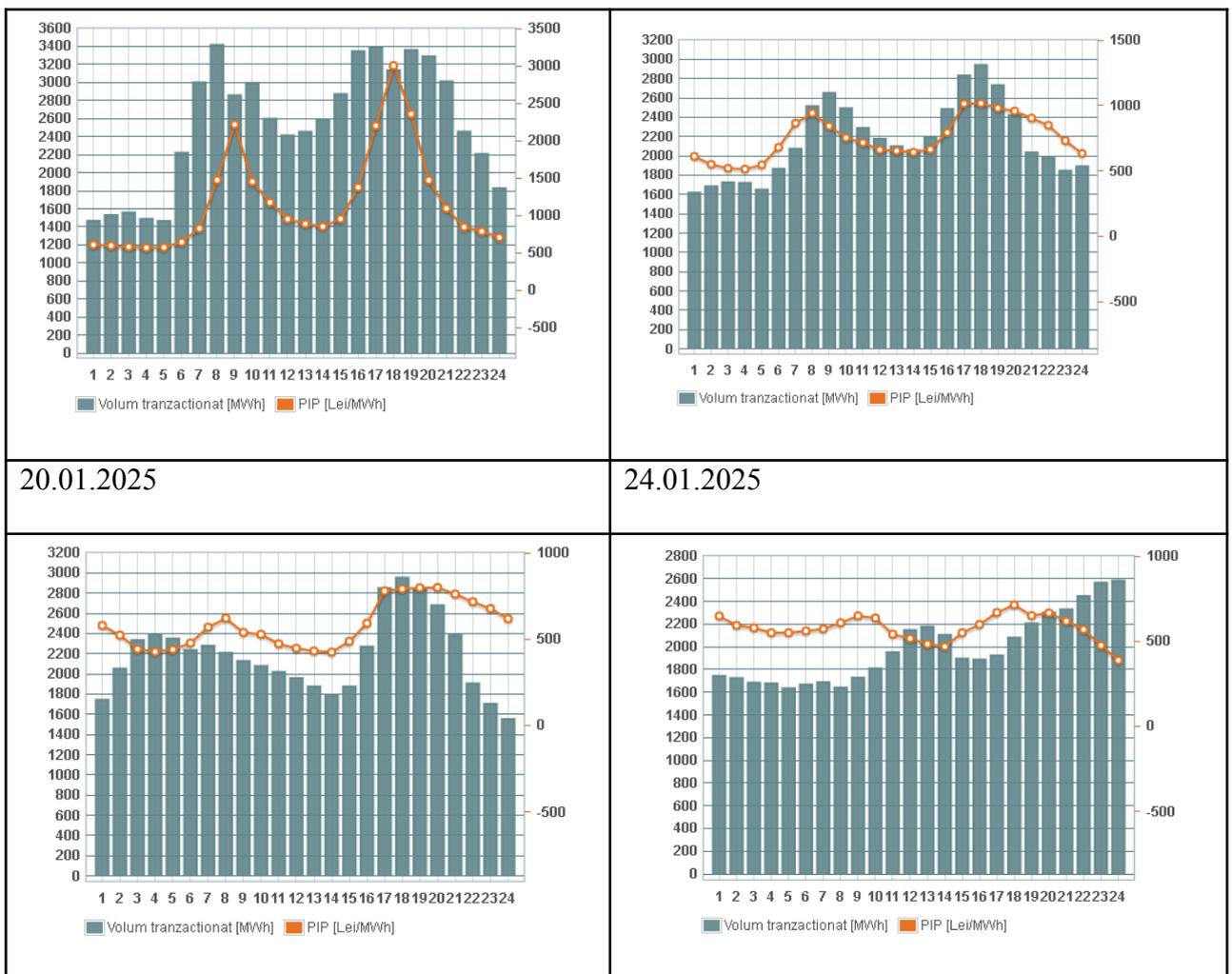
Prin urmare, se recomandă studierea și implementarea de noi proiecte PHES în locații din afara ariilor protejate, evitând corpurile de apă cu stare ecologică bună, cu potențial hidroenergetic, atât în regiunile muntoase, cât și în zonele cu dotări existente, prin modernizarea și adaptarea acestora, precum și integrarea centralelor de stocare prin pompare cu alte soluții de stocare prin dezvoltarea unui mix energetic bazat pe complementaritatea între stocarea prin pompare și noile tehnologii, precum bateriile verzi sau de mare capacitate cu hidrogen.

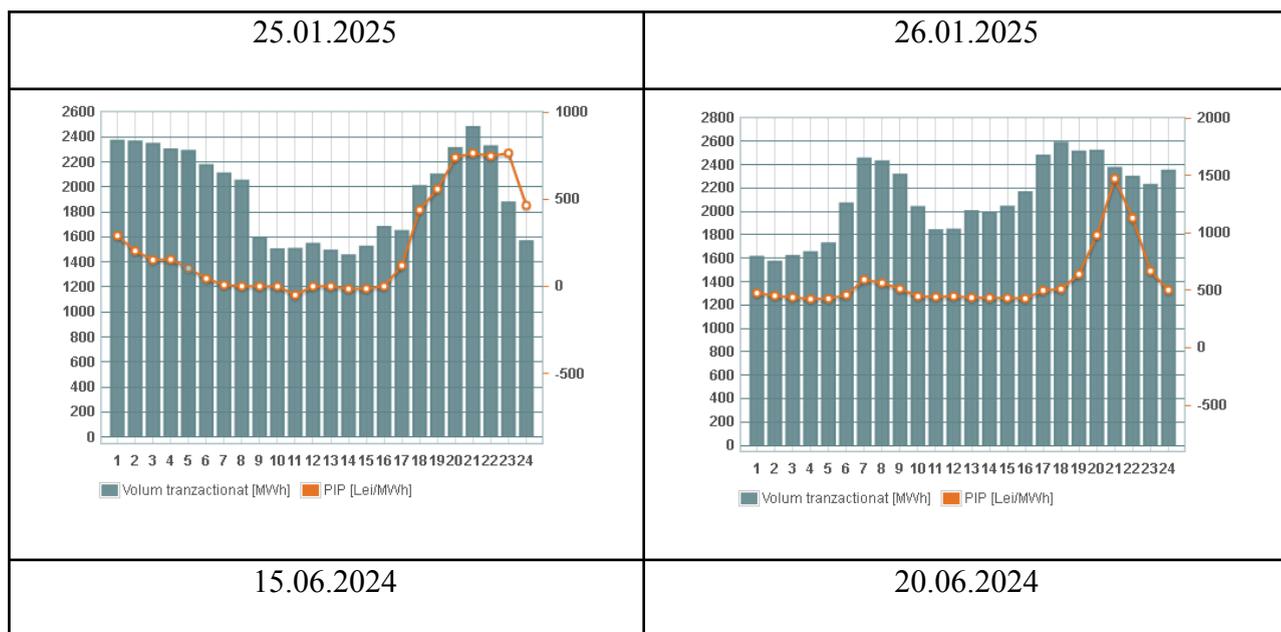
O componentă importantă este identificarea soluțiilor pentru creșterea rezistenței NES la schimbările climatice, PHES-urile pot contribui la gestionarea eficientă a resurselor hidrologice și la atenuarea efectelor fenomenelor extreme, precum seceta sau inundațiile. O analiză obligatorie este analiza impactului asupra mediului a sistemelor de stocare a energiei hidropompe, evidențiind interacțiunea complexă dintre dezvoltarea energiei și sustenabilitatea ecologică. În România, unde nevoia de energie curată trebuie echilibrată cu conservarea diverselor peisaje naturale și culturale, planificarea și atenuarea atentă sunt esențiale.

În concluzie, implementarea stocării energiei hidroenergetice prin pompare (PHES) în România este o soluție strategică pentru optimizarea Sistemului Energetic Național (NES) în contextul tranziției globale la energie regenerabilă. PHES abordează provocări critice, cum ar fi flexibilitatea sistemului energetic, integrarea surselor regenerabile intermitente și securitatea energetică. Proiecte precum Colibița și Frasin-Pângărați, dacă sunt executate cu o planificare atentă și un impact minim asupra mediului, pot contribui semnificativ la tranziția energetică a României. Valorificarea oportunităților de finanțare europeană și adoptarea tehnologiilor moderne vor spori și mai mult eficiența și sustenabilitatea PHES. Cu toate acestea, este esențial să se prioritizeze conservarea mediului, să se efectueze evaluări amănunțite de impact și să se integreze PHES cu soluții de stocare complementare pentru a-și maximiza beneficiile. Cu planificarea strategică și colaborarea cu părțile interesate, PHES poate servi drept piatră de temelie a viitorului energiei regenerabile al României, poziționând

țara ca un hub energetic regional, echilibrând în același timp obiectivele de dezvoltare ecologică și energetică.

Anexa 1. Variația prețurilor în piața zilei următoare. Exemple reprezentative.





Sursa: <https://www.opcom.ro/grafice-ip-raportPIP-si-volumTranzactionat/ro> [15]

Referințe

1. Saltuk, M. F. (2023). Prefeasibility analysis of the Pumped Hydro Storage (PHS) system in Türkiye: A case study on a hybrid system. *Energy Storage and Conversion*, 1(1), 215. <https://doi.org/10.59400/esc.v1i1.215>.
2. Amos T. Kabo-Bah, Felix A. Diawuo, Eric O. Antwi, Pumped Hydro Energy Storage for Hybrid Systems, Academic Press, 2023, Pages v-ix, ISBN 9780128188538, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818853-8.00016-9>.
3. J.P. Hoffstaedt, D.P.K. Truijen, J. Fahlbeck, L.H.A. Gans, M. Qudaih, A.J. Laguna, J.D.M. De Kooning, K. Stockman, H. Nilsson, P.-T. Storli, B. Engel, M. Marence, J.D. Bricker, Low-head pumped hydro storage: A review of applicable technologies for design, grid integration, control and modelling, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 158, 2022, 112119, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112119>.
4. https://assets-global.website-files.com/5f749e4b9399c80b5e421384/61432796645661f940f277a8_IFPSH%20-%20PSH%20Capabilities%20and%20Costs_15%20Sept.pdf.
5. Mahdieh Nasiri, Hamid Hadim, Advances in battery thermal management: Current landscape and future directions, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 200, 2024, 114611, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114611>.
6. International Hydropower Association (IHA), 2021 Hydropower Status Report Sector Trends and Insights, 2022.
7. Malcolm Isaac Fernandez, Yun Ii Go, Dennis M.L. Wong, Wolf-Gerrit Früh, Review of challenges and key enablers in energy systems towards net zero target: Renewables, storage, buildings, & grid technologies, *Heliyon*, Volume 10, Issue 23, 2024, e40691, ISSN 2405-8440, <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e40691>.
8. Nikolaos, Papadakis & Marios, Fafalakis & Katsaprakakis, Dimitris. (2023). A Review of Pumped Hydro Storage Systems. *Energies*. 16. 4516. [10.3390/en16114516](https://doi.org/10.3390/en16114516).
9. https://cnp.ro/wp-content/uploads/2021/08/Studiu_fundamentare_Centrala_Tarnita_Lapu_stesti.pdf

10. https://www.economica.net/primele-hidrocentrale-cu-acumulare-prin-pompaj-din-romania-au-fost-puse-in-functiune-pe-olt_79487.html.
11. Julio Manuel de Luis-Ruiz, Juan Carcedo-Haya, Raúl Pereda-García, Pablo Castro-Alonso, Rubén Pérez Álvarez, Optimal location of hydraulic energy storage using geographic information systems and multi-criteria analysis, *Journal of Energy Storage*, Volume 49, 2022, 104159, ISSN 2352-152X, <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104159>.
12. Martin-Candilejo, A.; Santillán, D.; Iglesias, A.; Garrote, L. Optimization of the Design of Water Distribution Systems for Variable Pumping Flow Rates. *Water* 2020, 12, 359. <https://doi.org/10.3390/w12020359>
13. Elena Vagnoni, Dogan Gezer, Ioannis Anagnostopoulos, Giovanna Cavazzini, Eduard Doujak, Marko Hočevár, Pavel Rudolf, The new role of sustainable hydropower in flexible energy systems and its technical evolution through innovation and digitalization, *Renewable Energy*, Volume 230, 2024, 120832, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120832>.
14. Anderson, Elizabeth & Pringle, Catherine & Rojas, Manrique. (2006). Transforming tropical rivers: An environmental perspective on hydropower development in Costa Rica. *Aquatic Conservation: Marine and Freshwater Ecosystems*. 16. 679 - 693. 10.1002/aqc.806.
15. Normyle, Anna & Pittock, Jamie. (2019). A review of the impacts of pumped hydro energy storage construction on subalpine and alpine biodiversity: lessons for the Snowy Mountains pumped hydro expansion project. *Australian Geographer*. 51. 1-17. 10.1080/00049182.2019.1684625.
16. Minea, I. (2020). The Vulnerability of Water Resources from Eastern Romania to Anthropogenic Impact and Climate Change. In: Negm, A., Romanescu, G., Zeleňáková, M. (eds) *Water Resources Management in Romania*. Springer Water. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-22320-5_7
17. Nikolaos, P.C.; Marios, F.; Dimitris, K. A Review of Pumped Hydro Storage Systems. *Energies* 2023, 16, 4516. <https://doi.org/10.3390/en16114516>
18. Herib Blanco, André Faaij, A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 81, Part 1, 2018, Pages 1049-1086, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.062>.
19. <https://e-nergia.ro/hidroelectrica-reia-proiectul-hidrocentralei-de-la-islaz-si-propune-realizarea-in-regim-de-acumulare-si-pompaj>.
20. https://climate.ec.europa.eu/document/download/dc751b7f-6bff-47eb-9535-32181f35607a_en?filename=com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf
21. Mohamed Khir Alla, Yousra & Liu, Lee. (2021). Impacts of Dams on the Environment: A Review. *International Journal of Environment, Agriculture and Biotechnology*. 6. 064-074. 10.22161/ijeab.61.9.
22. <https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019>.
23. https://re100.eng.anu.edu.au/pumped_hydro_atlas/.
24. Bader Alqahtani, Jin Yang, Manosh C Paul, Design and performance assessment of a pumped hydro power energy storage connected to a hybrid system of photovoltaics and wind turbines, *Energy Conversion and Management*, Volume 293, 2023, 117444, ISSN 0196-8904, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117444>.
25. Degoutte, G. "Petits barrages, Recommandations pour la conception, la réalisation et le suivi" (Small dams, Recommendations for the design, construction and monitoring), Cemagref, 1997. ISBN:285362448X (In French).
26. <https://www.opcom.ro/grafice-ip-raportPIP-si-volumTranzactionat/ro>