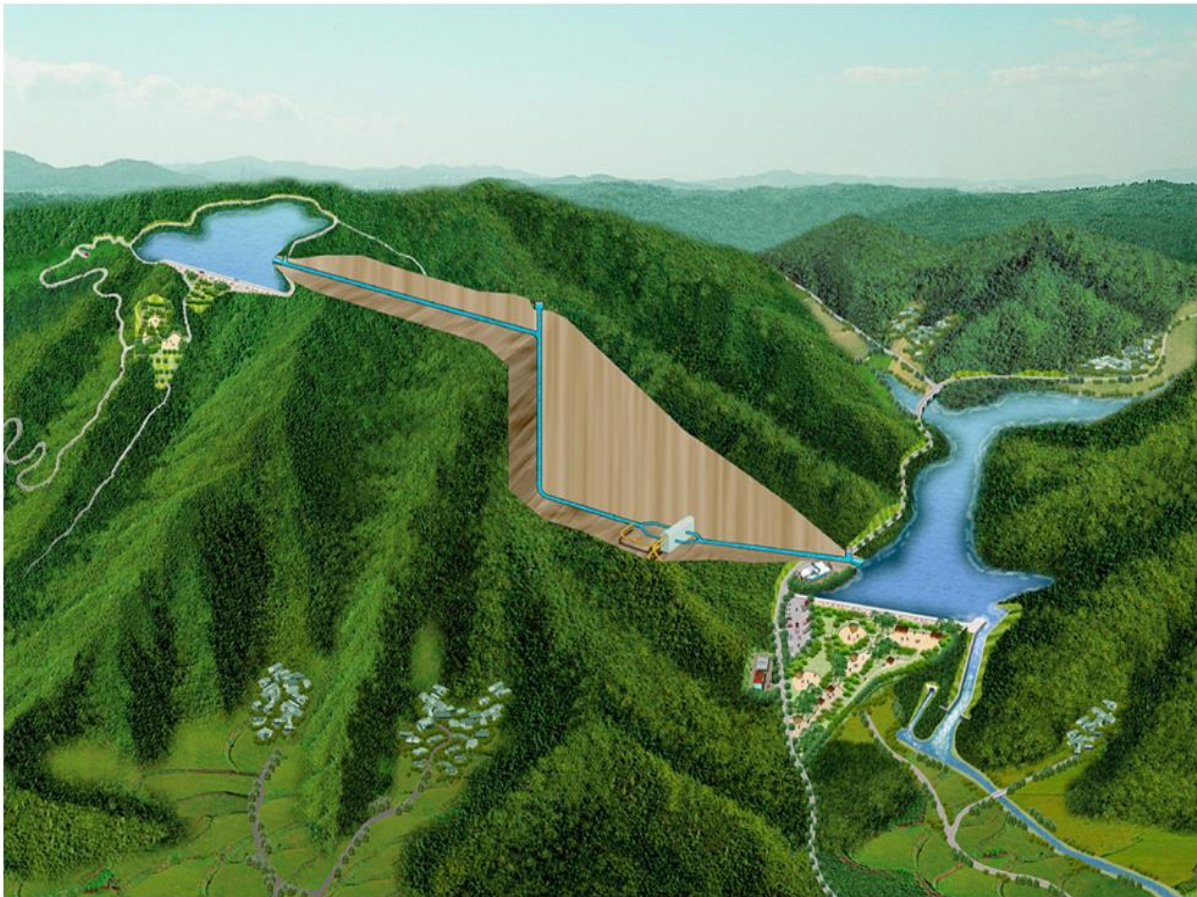




Anexă

## STUDIU DE FUNDAMENTARE

### Centrala cu Acumulare prin Pompaj Tarnița –Lăpușești



București, 2019

## Cuprins

pagina

|   |            |
|---|------------|
| <b>1. Informații generale privind obiectivul de investiții</b>                            | <b>4</b>   |
| 1.1 Denumirea obiectivului de investiții  | 4          |
| 1.2 Amplasamentul proiectului   | 4          |
| 1.3 Partenerul public   | 4          |
| 1.4 Durata investitiei  | 4          |
| 1.5 Preambul  | 4          |
| 1.6 Situatia sectorului energiei electrice din Romania                                    | 5          |
| 1.7.Oportunitatea si necesitatea realizării proiectului CHEAP Tarnita-Lapustesti          | 10         |
| <b>2. Statutul centralelor cu acumulare prin pompaj in energetica mondiala</b>            | <b>13</b>  |
| 2.1 Prezentarea sectorului CHEAP  | 13         |
| 2.2 Analiza SWOT a unei centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj                 | 19         |
| 2.3 Economia stocarii energiei electrice in CHEAP   | 20         |
| 2.4 Rolul CHEAP in asigurarea serviciilor de sistem                                       | 22         |
| <b>3. Piata de energie electrica</b>  | <b>25</b>  |
| 3.1 Platforme de tranzactionare a energiei electrice in Europa                            | 25         |
| 3.1.1 Piata scandinavă a energiei electrice   | 25         |
| 3.1.2 Piata franceza de energie electrica   | 25         |
| 3.1.3 Piata germana de energie electrica  | 26         |
| 3.2 Piata de energie electrica din România  | 27         |
| 3.2.1 Organizarea pietii si formarea pretului energiei electrice                          | 27         |
| 3.2.2.Piata centralizata de servicii de sistem tehnologice                                | 31         |
| 3.2.3 Servicii de sistem tehnologice  | 34         |
| 3.3 Prognoza consumului de energie electrica  | 36         |
| 3.4 Asigurarea serviciilor de sistem  | 40         |
| 3.5 Sustenabilitatea CHEAP Tarnita-Lapustesti   | 42         |
| <b>4. Principalele caracteristici tehnice, financiare și contractuale ale proiectului</b> | <b>45</b>  |
| 4.1 Istoricul proiectului CHEAP Tarnita-Lapustesti  | 45         |
| 4.2 Concluziile studiilor privind CHEAP Tarnita-Lapustesti                                | 47         |
| 4.2.1. Concluzii din studiul EPCD   | 48         |
| 4.2.2 . Concluzii din studiul IPA/Verbund   | 49         |
| 4.2.3. . Concluzii din studiul ISPH din 2008  | 49         |
| 4.2.4. . Concluzii din studiul elaborat de Deloitte in 2010                               | 50         |
| 4.2.5. . Concluzii din studiul ISPH din 2014  | 51         |
| 4.3 Descrierea proiectului in contextul amenajarii hidroenergeticea raului Someș          | 52         |
| 4.3.1 Obiectele principale ale CHEAP  | 53         |
| 4.3.2 Caracteristici functionale  | 54         |
| 4.3.3. Context general al amplasamentului si operarii CHEAP                               | 55         |
| 4.3.3.1. Amenajarea hidroenergetica a raului Someș  | 55         |
| 4.3.3.2. Concluzii  | 58         |
| 4.4 Date tehnice,juridice,studii suport,volume de lucrari                                 | 61         |
| <b>5. Evaluarea investitiei</b>   | <b>107</b> |

|  |            |
|--|------------|
| 5.1. Identificarea investiției și definirea obiectivelor   | 107        |
| 5.2. Deviz general   | 107        |
| 5.3. Comparație cost investiții în proiecte CHEAP pe plan internațional  | 108        |
| 5.4. Analiza opțiunilor  | 109        |
| 5.5. Ipotezele de lucru  | 112        |
| <b>6. Studii și analize cu privire la modul de realizare al proiectului, variantă actualizată, date din 2018</b>   | <b>115</b> |
| 6.1 Diferențe între PPP și achiziția publică tradițională  | 115        |
| 6.1.1 Contextul actual   | 115        |
| 6.1.2 Modalitatea tradițională de achiziție publică  | 118        |
| 6.1.3 Parteneriat Public-Privat  | 120        |
| 6.2 Eficiența economică a proiectului prin prezentarea unei analize cost-beneficiu   | 123        |
| 6.2.1 Abordare generală  | 123        |
| 6.2.2 Orizontul de analiză (perioada de referință)   | 124        |
| 6.2.3 Ipoteze de bază  | 124        |
| 6.2.4 Cuantificarea beneficiilor economice   | 127        |
| 6.2.5 Analiza beneficiilor socio-economice induse nemonetizate   | 129        |
| 6.2.6 Calculul indicatorilor de performanță economică ai proiectului   | 130        |
| 6.3 Analiza „Value for money” în ambele variante   | 131        |
| 6.3.1 Introducere  | 132        |
| 6.3.2 Modelul financiar  | 134        |
| 6.3.3 Rezultatele analizei financiare în Scenariul PPP   | 137        |
| 6.3.4 Rezultatele analizei financiare în Scenariul Finanțare publică 100%  | 139        |
| 6.3.5 Analiza de sensibilitate   | 142        |
| 6.4 Varianta recomandată de elaboratorul studiului și avantajele acesteia  | 145        |
| 6.5 Structura de distribuire a riscurilor pentru fiecare opțiune, cuantificarea acestora și alternative de alocare între părțile contractante, funcție de capacitatea de gestionare a riscurilor | 148        |
| 6.5.1 Identificarea și cuantificarea riscurilor  | 148        |
| 6.5.2 Alocarea riscurilor între Partenerul Public și Partenerul Privat   | 155        |
| 6.6 Posibilitatea generică a proiectului de a mobiliza resursele financiare necesare acoperirii costurilor (finanțabilitatea proiectului)  | 162        |
| 6.7 Tarifele și sistemul de taxare   | 165        |
| 6.8 Prezentarea veniturilor proiectului  | 166        |

## **Informatii generale privind obiectivul de investii**

### **1.1. Denumirea obiectivului de investiție**

„Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj (CHEAP) Tarnița - Lăpuștești”.

### **1.2. Amplasamentul**

Obiectivul de investiție se amplasează în județul Cluj la circa 30 km amonte de municipiul Cluj-Napoca pe valea râului Someșul Cald, în versantul stâng adiacent acumulării Tarnița, existentă.

**1.3. Partenerul public:** Ministerul Energiei prin Hidro Tarnița S.A

**1.4. Durata investitiei:** 60 de luni

### **1.5. Preambul**

Energia este un domeniu de importanță strategică pentru faptul că asigurarea acesteia la prețuri rezonabile influențează competitivitatea economică, capacitatea de producție internă și forța politică a unui stat. Securitatea aprovizionării cu energie afectează bunăstarea unui stat, iar schimbările în prețurile energiei afectează alocarea bunăstării la nivel național. Și, nu în ultimul rând, de buna aprovizionare cu energie depinde și capacitatea de apărare a unui stat.

In Strategia Energetică a României 2018–2030, se precizează: „Viziunea Strategiei Energetice a României este de creștere a sectorului energetic în condiții de sustenabilitate. Dezvoltarea sectorului energetic este parte a procesului de dezvoltare a României

In strategie este subliniată necesitatea imperativă a realizării proiectului CHEAP Tarnița-Lăpuștești

In elaborarea prezentului Studiu de Fundamentare s-a ținut cont de următoarele condiționări și avantaje financiare prevăzute de legea Parteneriatului Public Privat :

- valoarea estimată a investiției – 1 miliard euro (estimativ);

- investiție într-o singură etapă;
- perioada contractului PPP – 30 ani din care 5 ani închidere financiară, proiectare și execuție;
- plata anuală de disponibilitate – 50 milioane euro;
- bonificație pentru devansare termenului de realizare – 100 milioane euro/an.

## **1.6. Situația sectorului energiei electrice din România**

România îndeplinește prima condiție a securității energetice, deținând resurse energetice ce asigură un mixt energetic la o capacitate instalată de cca. 24.700 MW (Transelectrica-2018). Exploatarea judicioasă a acestor resurse asigură securitatea și stabilitatea Sistemului Electroenergetic Național (SEN), precum și traversarea momentelor critice.

Repartizată pe companiile statului și companii private capacitatea instalată în SEN se prezintă astfel:

- Compania SC Hidroelectrică SA are o capacitate instalată de 6444 MW; când nivelul hidraulicității este favorabil, poate atinge un vârf de producție de 3.500-4000 MW. Această situație ideală se poate întâmpla câteva ore pe parcursul unui an care are 8760 de ore. În realitate, Hidroelectrică poate realiza pe o medie de 2.000 MW, asigurând 25-30% din producția de energie electrică anuală, precum și asigurarea serviciilor de sistem, în procent de 80-85%
- Complexul Energetic Oltenia, al doilea mare producător din România, cu o putere instalată de 3240 MW, poate produce la vârf, în condiții ideale, 3000 MW, dar nu mai mult de câteva zile, situație care nu ține de o eventuală lipsă a cărbunelui, ci efectiv de condițiile tehnice. CE Oltenia estimează o capacitate medie și constantă în operarea care s-ar situa undeva la 1650-1700 MW.
- Compania SC Nuclearelectrică SA, care are o putere instalată de 1400 MW în două unități nucleare, de 700MW fiecare, este producătorul cu cea mai mare constantă în exploatare, în regim de bază. Cu excepția perioadelor de oprire a unuia sau altuia dintre reactoare pentru reviziile specifice, sau în cazul unor incidente, centrala nucleară de la Cernavodă produce în bandă cantitatea de energie pentru care a fost proiectată, fără a fi influențată de factori externi sau tehnici, cum se întâmplă în hidro, cărbune sau în sectorul energiilor regenerabile intermitente. Capacitățile de producție energetică nucleară reprezintă o plasă de siguranță suplimentară în asigurarea consumului energetic intern. Prin intrarea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la Cernavodă, cota de piață internă a SN Nuclearelectrică SA poate ajunge până la cca.35%, ceea ce va duce la diminuarea consumului de hidrocarburi în sectorul energetic și la o suplینire a deficitului de energie electrică în regim de bază.

- Producătorii de energie regenerabilă eoliană, solară, biomasă și din microhidrocentrale, au ajuns la o capacitate de 5.000 MW din care, parcuri eoliene cu o putere de 3.000 de MW, panouri fotovoltaice cu o capacitate totală de 1300 de MW, în microhidrocentrale cca. 400 de MW și centrale pe bază de biomasă cu o putere cumulată de 120 MW.(Raport ANRE 2017). Sunt zile în care energia regenerabilă intermitentă eoliană și solară depășește 2.000 MW în generare, dar sunt zile în care vorbim de cativa zeci de MW. Procentual, energia regenerabila are un aport mediu anual de circa 10-15 % în totalul energiei electrice produse în România.
- Cele doua centrale aparținând celor doi producători de gaz natural, Romgaz și Petrom, respectiv centralele de la Iernut și de la Brazi, contribuie și ele cu circa 400 MW, respectiv 800 MW la capacitatea instalată în sistemul energetic. La acestea se adaugă capacitățile de producție ale ELCEN și cele câteva centrale termo în cogenerare rămase în funcțiune, cu un aport de cca. 3.000 MW.

| Putere instalată 2018     | Putere instalată (MW) | Putere disponibilă(MW) |
|---------------------------|-----------------------|------------------------|
| <b>Total</b>              | <b>24.738</b>         | <b>22.256</b>          |
| Centrale hidroelectrice   | 6731                  | 6368                   |
| Centrale nuclearelectrice | 1413                  | 1413                   |
| Centrale termoelectrice   | 12.059                | 10256                  |
| Centrale eoliene          | 3030                  | 2944                   |
| Centrale fotovoltaice     | 1375                  | 1176                   |
| Centrale biomasă          | 130                   | 99                     |

(Sursa: Transelectrica-2018)

Operatorul de transport și de sistem (OTS) și operatorii de distribuție asigură transportul, respectiv distribuția, precum și dispecerizarea cu prioritate a energiei electrice produse din surse regenerabile, pentru toți producătorii de energie din surse regenerabile, indiferent de capacitate, pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii, cu posibilitatea modificării notificărilor în cursul zilei de operare, conform metodologiei aprobate de ANRE.

La nivelul anului 2017, producția de energie electrică a României a scăzut cu aproape 4% fata de 2016, ceea ce a provocat o creștere a importurilor de electricitate și o diminuare a exportului. În 2017 România a produs 63.64 TWh, cu 2,5 TWh mai puțin decât în anul 2016, arată datele Institutului Național de Statistică. Scăderea a fost provocată de producția mai mică a hidrocentralelor, care au generat în 2017 o cantitate de 14,7 TWh cu aproape 5 TWh mai puțin decât în 2016. În schimb, producția termocentralelor a fost cu 5,7% mai mare, la

28 TWh. Producția de energie eoliană a crescut cu 10,2%, până la 7,4 TWh, în timp ce centralele solare au generat 1,9 TWh, un plus de 2% față de 2016.

Consumul final de electricitate în 2017 a fost de 54,6 TWh, cu 0,219 TWh mai mic decât în anul precedent. În 2017, importul a crescut cu 2,4% până la 3,6 TWh, în timp ce exporturile au fost cu 23,7% mai mici, la 6,5 TWh, soldul fiind pozitiv.

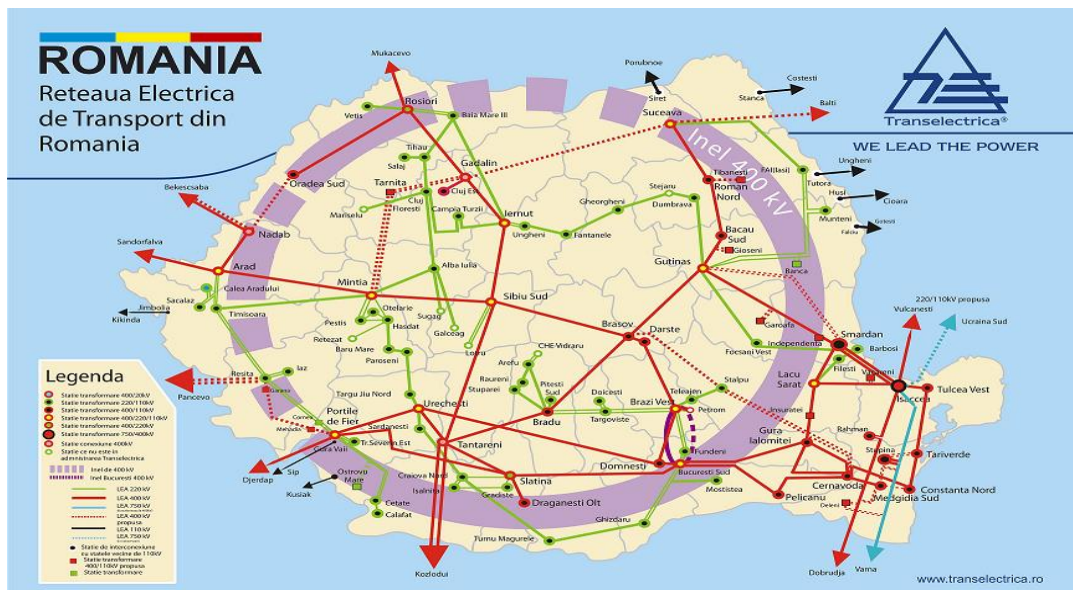
Comparativ cu anul 2016, producția energiei eoliană din 2017 a fost mai mare cu 0,8 TWh, iar comparativ cu anul 2015, a fost cu 0,3 TWh mai mare. Cea mai clară diferență este cea dintre producția înregistrată în anul 2017 și cea din 2010, când producția de energie eoliană a fost de doar 0,3 TWh.

Capacitatea rețelei românești de a prelua energia eoliană este de doar 3.038 MW, a 13-a din Europa. În privința producției de energie solară fotovoltaică, în 2017 România a avut o producție de 1,9 TWh, a 8-a din Europa.

OTS-Operatorul de transport și de sistem Transelectrica SA coordonează fluxurile de putere din SEN prin controlul unităților de producție dispecerizabile. Deși dispecerizare implică costuri suplimentare pentru producători, ea face posibilă echilibrarea SEN în situații extreme. Din puterea totală brută disponibilă de cca 24.500 MW, 3.000 MW sunt nedispecerizabili. Consumul mediului al României oscilează zilnic între 6.000 și 8.500 de MWh, cu vârfuri de 9.000 de MWh în zilele caniculare de vară și nivelul record de 10.000 MWh din zilele geroase din iarna; media anului 2017 a fost cca 7300MWh.



**Fig.1.1-Rețeaua electrică de Transport**



### Istoric

Sistemul Energetic Național (SEN) s-a dezvoltat accelerat în perioada 1950-1989, când s-a interconectat și cu sistemele energetice vecine. După 1990 efortul de a asigura funcționarea la standarde înalte de siguranță și calitate a permis integrarea SEN în UCPE -sistemul electroenergetic al Uniunii Europene. Aceasta a asigurat sprijin politicilor pentru integrarea piețelor de electricitate din Balcani în piața unică europeană și accesul producătorilor și furnizorilor interni de energie la piața europeană. Odată cu liberalizarea pieței de energie și integrarea surselor de energie regenerabile intermitente, eoliană și solară, rolul rețelei și calitatea energiei electrice a câștigat în importanță, creând oportunități de piață pentru sistemele de stocare ale energiei electrice.

Evoluția tehnică a sectorului energetic în România ar putea fi pusă în dificultate pe termen mediu și lung datorită faptului că piața de energie electrică este deficitară din punct de vedere al infrastructurii, neavând capacități de stocare a energiei electrice, așa cum are piața gazelor naturale.

Conform obiectivelor fundamentale ale Strategiei Energetice, dezvoltarea sectorului energetic este direct proporțională cu realizarea unor proiecte de investiții strategice de interes național. Prin Strategia Energetică a României 2018-2030, sunt considerate investiții strategice de interes național următoarele obiective:

1. Finalizarea Grupurilor 3 și 4 de la CNE Cernavodă;
2. Realizarea Hidrocentralei cu Acumulare prin Pompaj de la Târnița-Lăpușești;
3. Realizarea Grupului de 600 MW de la Rovinari;



#### 4. Realizarea Complexului Hidrotehnic Turnu-Măgurele-Nicopole.

Realizarea obiectivelor strategice presupune o riguroasă ancorare în realitatea sectorului energetic, cu o bună înțelegere a contextului internațional și a tendințelor de ordin tehnologic, economic și geopolitic. Tot în Strategia Energetică a României 2018-2030 se menționează: „Cap III. 3. Realizarea Centralei Hidroenergetice cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpușești”. În condițiile în care, la orizontul anului 2030, în mixul tehnologic din sistemul de producție al energiei electrice din România va crește ponderea sectorului nuclear și a energiei din surse regenerabile, sunt necesare capacități care să asigure flexibilitatea sistemului electroenergetic.

La nivelul anului 2030, exista perspectiva dezvoltării și a altor tehnologii pentru stocarea energiei, de tipul acumulatorilor, dar acestea nu au, în acest moment, suficientă maturitate tehnologică pentru a fi implementate. Prin urmare, este obligatorie realizarea unei capacități de stocare cu puterea de circa 1.000 MW în CHEAP Tarnița-Lăpușești care să poată interveni în echilibrarea sistemului pe durate cuprinse între 4-6 ore.”

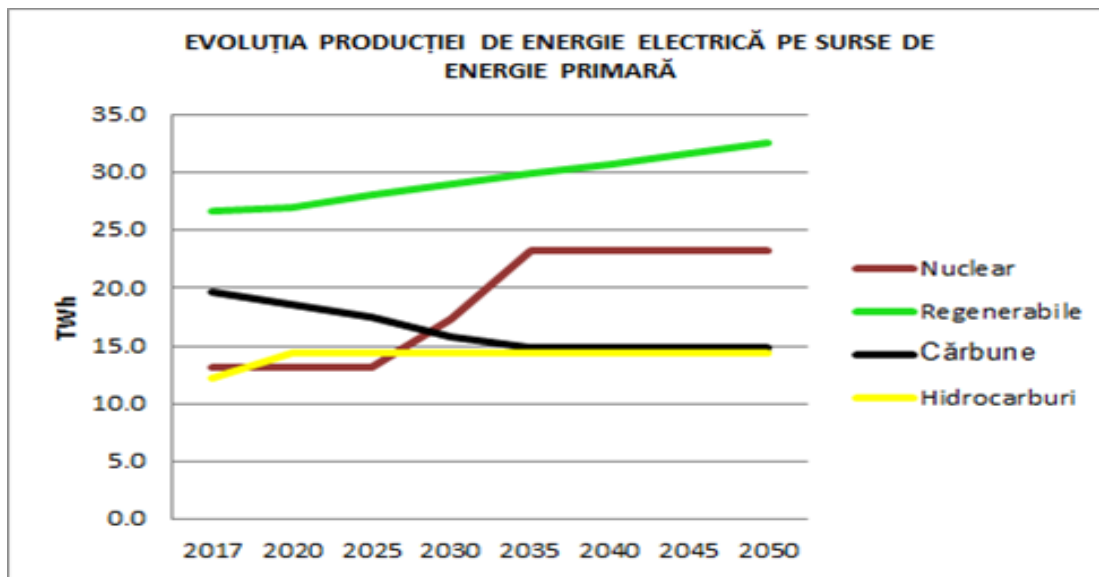
Stocajul energiei electrice este considerat în literatura de specialitate “a-6-a dimensiune” a unui sistem energetic, alături de: (1) sursele de energie, (2) producere, (3) transmisia, (4) distribuția și (5) consumul.

În funcție de design și caracteristici, stocajul energiei electrice asigură aprovizionare în momente de mare cerere (de exemplu datorită variațiilor sezoniere) și contribuie la funcționarea pieței energiei electrice, asigurând flexibilitate pe termen scurt. Piața de energie electrică internă are nevoie de stocajul energiei electrice pentru a progresa, martor de succes în acest sens fiind evoluția pieței de gaze naturale, în care stocajul deține un rol fundamental, asigurând flexibilitatea serviciilor de piață și stabilitatea prețului gazului natural.

Rolul unui CHEAP pe piața energiei electrice presupune achiziționarea la prețuri scăzute a energiei electrice în momentul în care cererea de energie electrică este scăzută și deci, prețurile sunt mici, (în general noaptea și în weekend), stocajul acestei energii electrice până la momentul oportun și vânzarea atunci când cererea de energie electrică și prețurile sunt mari, la varful de sarcină.

Echilibrarea permanentă a cererii variabile cu continuitatea în generare, necesită existența și întreținere, cu costurile aferente, a unor capacități de rezervă în sistem pentru a satisface permanent cererea, rezerva rapidă fiind asigurată și de existența unei centrale de pompaj.

**Fig.1.2 Prognoza producției de energie electrică pe resurse**

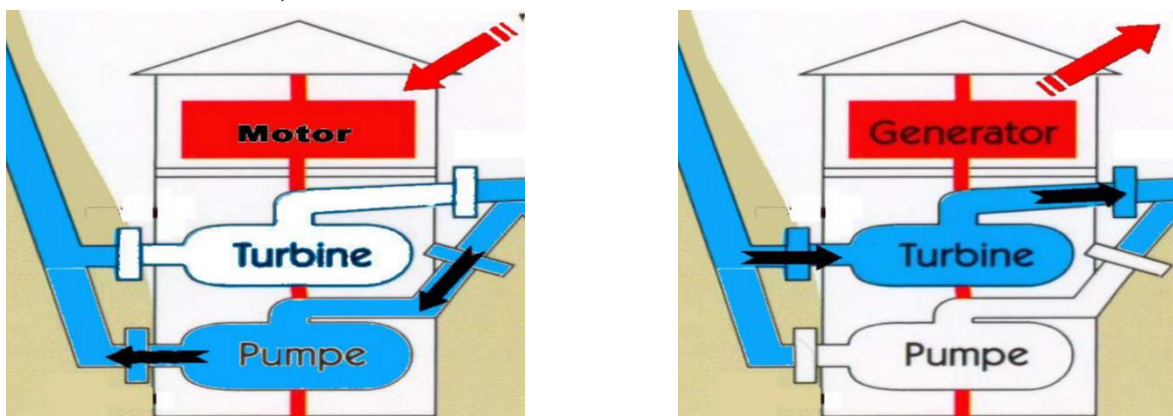


(Sursa-Strategia Energetica 2018-2050)

### 1.7. Oportunitatea si necesitatea realizării proiectului CHEAP Tarnita-Lapustesti

Dezvoltarea capacitatilor de stocare a energiei are un rol-cheie în a permite tarilor UE producerea de energie electrică din surse regenerabile intermitente. Stocare energiei electrice furnizeaza o mare flexibilitate si echilibrare a rețelei, oferind back-up pentru integrarea în SEN a energiilor regenerabile intermitente.

**Fig.1.3 Funcționarea reversibilă a hidroagregatelor turbină/pompă**



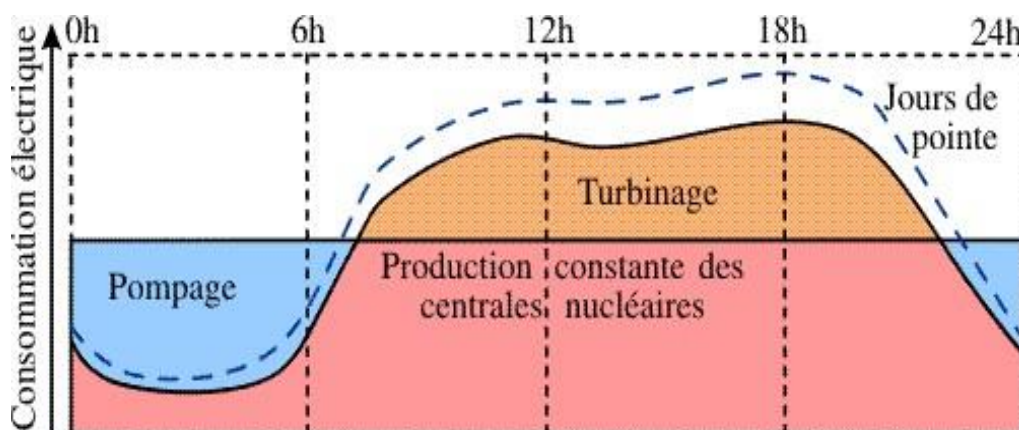
Pe plan intern, se poate îmbunătăți gestionarea rețelelor de transport și distribuție, reducerea costurilor și îmbunătățirea eficienței. În acest fel, se poate ușura introducerea pe piață a surselor regenerabile de energie, se accelerează decarbonizarea rețeaua de energie electrică, îmbunătățirea securității și eficiența de transport și de distribuție a energiei electrice (reducere fluxurilor în buclă neplanificate, congestie rețea, tensiune și variațiile de frecvență), stabilizarea pieței prin arbitrajul prețurilor pentru energia electrică, garantând în același timp o mai mare securitate a aprovizionării cu energie.

În Strategia Energetică a României se menționează "La nivelul anului 2030 există și perspectiva altor tehnologii pentru stocarea energiei", dar acestea nu au, în acest moment, suficientă maturitate tehnologică pentru a fi implementate.

Prin urmare, este obligatorie realizarea unei capacități de stocare cu putere de circa 1.000 MW în CHEAP Târnița-Lăpușești care să poată interveni în echilibrarea sistemului pe durate cuprinse între 4-6 ore".

Studiile de amplasament și studiile de schemă pentru realizarea unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în România s-au realizat începând cu anii 70; la vremea respectivă s-a luat în calcul necesitatea acoperirii vârfului de sarcină, creșterea continuă a cererii de energie și intrarea în funcțiune a unităților 1-5 de la CNE Cernavoda, care nu aveau acoperire optimă în consum pentru întreaga perioadă de exploatare de 24 de ore, noaptea consumul fiind mai redus, în medie, cu cca 2500-3000 MW.

**Fig.1.4 Modul în care CHEAP optimizează exploatarea centralelor nuclear-electrice (sursa EDF)**



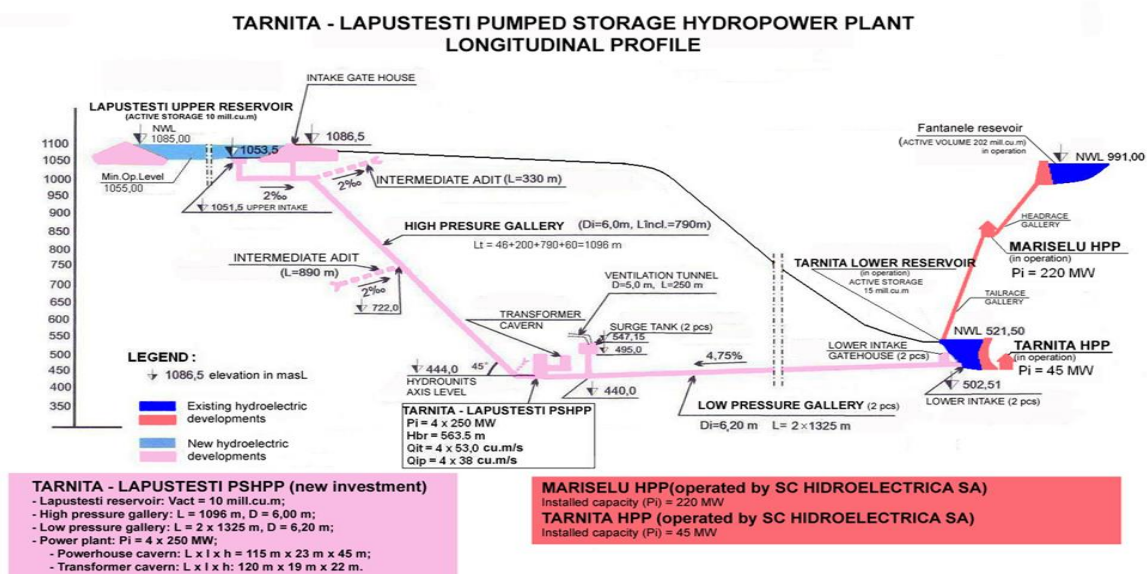
Singura soluție viabilă, de mare eficiență o reprezintă construirea în România a unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj de mare cadere, care pompează apa dintr-un rezervor inferior într-un rezervor superior în

perioadele de gol de sarcina (noapte și weekend) consumând prin pompaj energia electrică în exces și generează energie electrică în perioadele de vârf de sarcină, la dispozitia SEN, înlocuind pentru acest serviciu de sistem, centralele electrice pe gaz natural, costisitoare din punct de vedere al combustibilului utilizat și hidrocentralele care produc în bază.

Oportunitatea și necesitatea realizării proiectului centralei hidroelectrice cu acumulare și pompaj (CHEAP) Tarnița -Lapuștești se bazează pe următoarele avantaje și funcțiuni asigurate pentru sistemul energetic național de o centrală de pompaj:

- creșterea gradului de siguranță al SEN în contextul funcționării în UCTE
- transferul energiei electrice de la golul de sarcină la vârf;
- arbitrajul pieței de energie electrică;
- rezerva de avarie de scurtă durată;
- rezerva secundară și rezerva terțiară;
- reglajul frecvență-putere și rezerva turnantă;
- furnizarea de rezervă reactivă și reglarea tensiunii în SEN;
- schimbul prin interconexiune în cadrul UCTE;
- repunere în funcțiune SEN- black start capability,- capacitatea de a restabili interconexiunile de rețea în cazul în care se produce o pană de curent;
- implementarea și gestionarea SEN a surselor regenerabile intermitente de energie electrică asigurând condiții optime pentru instalarea unei puteri mai mari de 4000 MW în centralele electrice eoliene.

**Fig.1.5 Schema sinoptică a proiectului CHEAP Tarnița-Lăpuștești**



(sursa ISPH)



Existența centralei hidroelectrice cu acumulare și pompaj (CHEAP) Tarnița -Lăpușești în SEN va optimiza funcționarea centralelor termo și va permite unor centrale hidroelectrice care sunt utilizate actualmente pentru reglaj în SEN, o funcționare optimă și constantă, cu referire în principal la CHE Porțile de Fier I.

**Fig.1.6 CHEAP Goldisthal,1060 MW (4x265MW)-Germania**



## **2.Statutul centralelor cu acumulare prin pompaj în energetica mondială**

### **2.1. Situația existentă în domeniul CHEAP**

CHEAP sunt utilizate pentru stocarea industrială a energiei electrice și reprezintă aproape 99% din capacitatea de stocare la nivel mondial.

„Centralele cu acumulare prin pompaj sunt incredibil de eficiente. În lumea viitorului pe care ne-o dorim cu surse regenerabile de energie pentru a obține 20%, 30%, sau 50% din generația noastră de energie electrică, avem nevoie de centrale cu acumulare prin pompaj pentru stocare energiei electrice. Este o oportunitate incredibilă și este de fapt posibilitatea de a avea energie curată la cel mai mic cost "(declarația Secretarului american pentru Energie, Steven Chu - septembrie 2009)

Pe fondul creșterii puternice a investițiilor în centrale eoliene și solare din ultimii ani, echilibrarea pieței a devenit esențială, cu atât mai mult cu cât grupurile pe bază de cărbune nu pot răspunde rapid intermitenței vântului și radiației solare decât pe bandă îngustă.

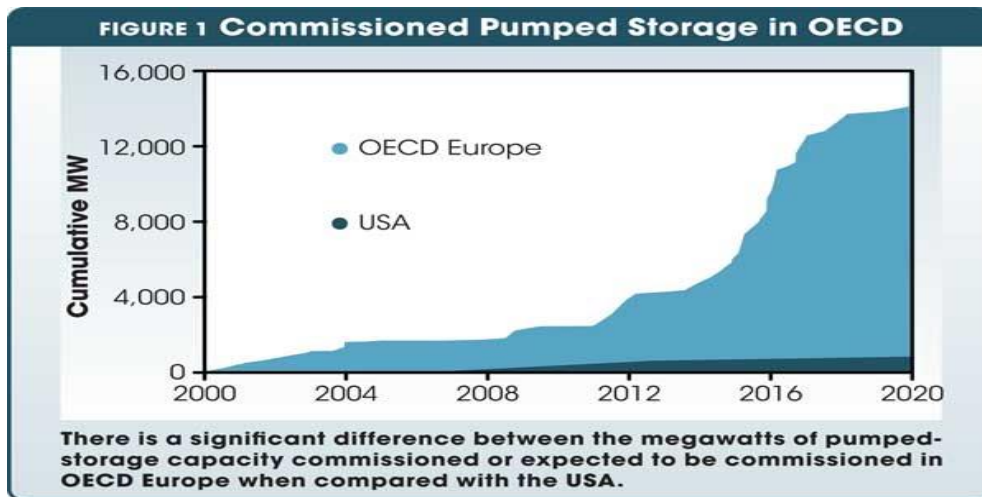
Centralele electrice din surse convenționale de energie electrică, în special cele care utilizează cărbune, înregistrează costuri crescute datorită faptului că nu

pot funcționa în mod continuu, iar atunci când sunt oprite nu pot presta nici servicii tehnologice de sistem datorită duratelor lungi de pornire și a costurilor foarte mari.

Categoriile principale de producători cu răspuns rapid la cerințele de echilibrare sunt centralele hidroelectrice, grupurile pe bază de gaze naturale și, în mod deosebit, centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, esențiale pentru a echilibra cererea și oferta.

În Europa, practic nu există o țară care, având condiții geofizice favorabile, să nu fi construit cel puțin o centrală de pompaj la dispoziția OTS pentru siguranța sistemului energetic propriu, inclusiv vecinii direcți: Serbia, Bulgaria și Ucraina, mai puțin România, care a pierdut, tehnic vorbind, cca. 20-25 de ani în domeniul stocajului energiei electrice.

**Fig.2.1 Trendul construcției de CHEAP în țările OECD comparativ cu SUA**



Sursa: Power Eng

Centralele de pompaj fac parte integrantă din sistemul energetic european de cca. 100 de ani. În întreaga lume investițiile importante în centrale de pompaj s-au derulat în anii '70 și '80 corelate cu investițiile în capacități nucleare.

La nivelul anului 2017 situația capacității instalate în CHEAP arăta astfel:

**Tab.2.1. Capacități instalate CHEAP în țările industrializate (sursa consultantului)**

| Tara  | Capacitate instalata (GW) |
|-------|---------------------------|
| China | 32                        |



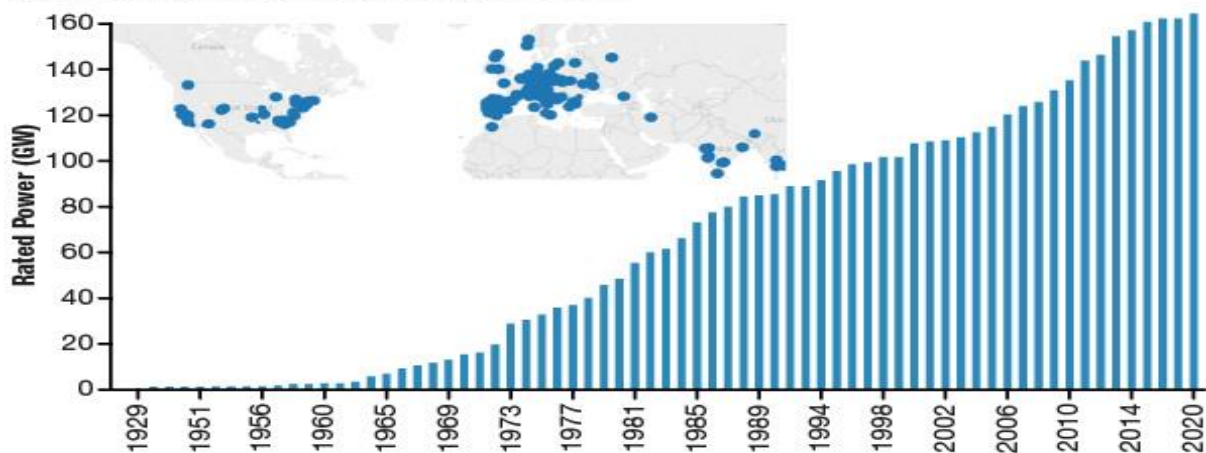
|            |      |
|------------|------|
| Japonia    | 28.3 |
| SUA        | 22.6 |
| Spania     | 8    |
| Italia     | 7.5  |
| Germania   | 7    |
| India      | 6.8  |
| Elvetia    | 6.4  |
| Franta     | 5.8  |
| Austria    | 3,5  |
| Portugalia | 2,6  |
| UK         | 2,7  |

In documentul „EU Water Framework Directive-2007“ se mentioneazã:“ Stocajul energiei și centralele de pompaj ocupã o poziție specialã în Sistemul Energetic European. Acestea asigurã servicii de sistem sub forma rezervei de putere și controlul frecvenței. Necesitatea centralelor de pompaj va crește mult în viitor.

Rațiunea este, pe deoparte necesarul în creștere de putere în Europa, cu o creștere a vârfului chiar în timpul verii, datorită utilizării aerului condiționat, iar pe de altã parte, datorită expansiunii capacitãților de energie regenerabilã, centralele eoliene și centralele fotovoltaice, pentru ceea ce înseamnã balansul de putere, centralele de pompaj și stocajul energiei, sunt, înaintea oricãrei alternative, ideale acestui scop”

**Fig.2.2. Evolutia capacitatii instalate în CHEAP pe plan mondial 1930-2020**

**Figure 1. Operational Pumped Hydro Storage**



Schimbarea de paradigmă în energetică prin renunțarea la combustibilii fosili și tranziția energetică rapidă din Uniunea Europeană către sursele regenerabile de producere a energiei electrice intermitente și impredictibile pot deveni risc extern de securitate pentru România dacă nu se adaptează în timp util.

Consiliul Europei a adoptat, în 18 decembrie 2017, poziția cu privire la o directivă care promovează utilizarea energiei din surse regenerabile în întreaga UE prin care statele membre se asigură că la dispecerizarea instalațiilor de producere a energiei electrice, operatorii de transport și sistem acordă prioritate instalațiilor de producere care utilizează surse regenerabile de energie, în măsura în care funcționarea sigură a rețelei naționale de energie electrică permite acest lucru și pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii.

Comunitatea Europeană are un angajament în a îndeplini obiectivul ca cel puțin 27% din consumul total de energie să fie reprezentat de energie din surse regenerabile până în 2030.

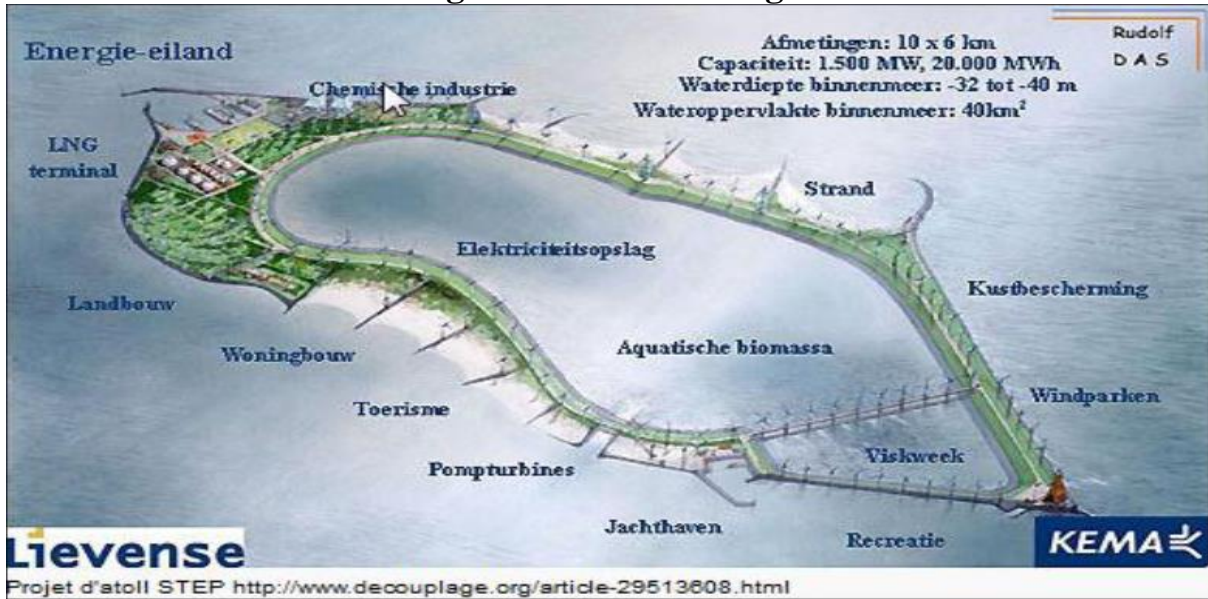
Această directivă, în concordanță cu deciziile Consiliului European din octombrie 2014, confirmă obiectivul obligatoriu și instituie cadrul și instrumentele adecvate pentru îndeplinirea sa.

Țările Europei care au combinat cu succes dezvoltarea producției de energia electrică din surse regenerabile impredictibile și intermitente cu centrale cu acumulare prin pompaj, nu numai că au redus dependența de importurile de combustibili fosili, dar asigură și garantează securitatea aprovizionării cu energie electrică pentru cetățenii lor în pofida condițiilor tehnice mai dificile ale surselor regenerabile.

Stocajul energiei electrice va juca un rol-cheie în viitor pentru ca va permite UE să dezvolte producerea de energie electrică din surse regenerabile. La nivelul UE exista astazi 27.500 MW(IRENA-2018) capacitate instalată în CHEAP; doar Malta, Cipru, Ungaria, Olanda (țări aflate în imposibilitate geofizica) nu au centrale cu acumulare prin pompaj, si România, care are condițiile naturale adecvate și un proiect de centrală hidroelectrică cu acumulare prin pompaj, proiect studiat de cca 40 de ani.

Pentru a rezolva problema stocării energiei electrice, Olanda a realizat proiectul complex al “insulei de energie”, o centrala de pompaj de cca. 1500 MW construită off-shore, iar Ungaria a identificat o locație la granița cu Ucraina și are deja finalizat studiul de fezabilitate pentru o centrala de pompaj, de cca 1200 MW.

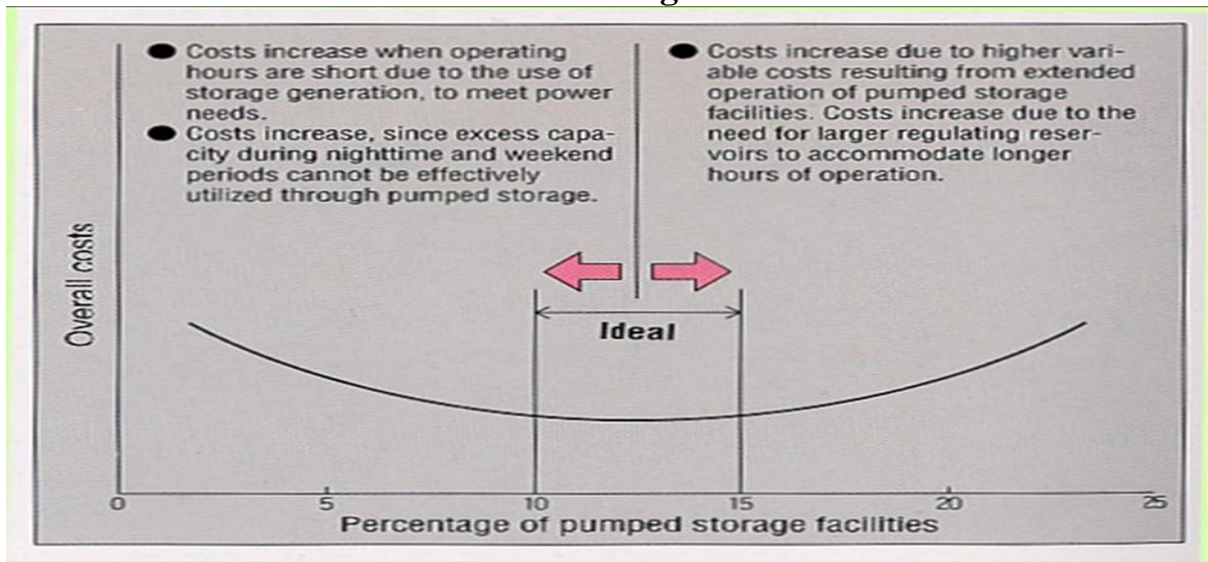
**Fig.2.3. Insula de energie**



Sursa: KEMA Laboratories

Experiența japoneză de 50 de ani în proiectarea, construcția și exploatarea centralelor de pompaj recomandă că 10-15 % din capacitatea instalată a unui sistem energetic mixt să fie în centrale de pompaj. Actualmente Japonia are 14% din total capacitate instalată în centrale de pompaj și un program de investiții masive în acest domeniu.

**Fig.2.4. Recomandarea Japoniei privind procentul de CHEAP instalate în mixul energetic**



(Sursa consultantului)

De remarcat politica energetică a Germaniei, numită „tranziția energetică”, care constă în închiderea totală a producătorilor de energie nucleară, cu dezvoltarea considerabilă a energiei eoliene on și off-shore. Această politică

energetică este de natură să genereze o serie de probleme în alimentarea cu energie electrică, nu numai pentru Germania dar și pentru vecinii săi, astfel:

- energia eoliană are un caracter aleatoriu și imprevizibil, este posibil ca nevoile de import ale Germaniei să crească în următorii ani și pot apărea probleme pe piața europeană de energie;
- modul automat de deconectare al turbinelor eoliene în caz de modificare a frecvenței în SEN poate conduce la incidente în rețeaua internă a Germaniei cu influențe negative în toate țările interconectate;
- un studiu realizat în aprilie 2014 de Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH) University arată clar că, până în 2050, Germania trebuie să ajungă de la actualii 7000 MW instalați în centrale de pompaj, la cca 25.000 MW. Specialiștii de la RWTH au examinat rolul centralelor de pompaj în două scenarii, unul cu 60% energie regenerabilă în 2030 și alt scenariu, cu 80% energie regenerabilă în 2050.

Pentru perioada 2030, concluzia a fost că sunt necesari 15.000 MW (pt 60% energie regenerabilă) practic o dublare a capacității actuale în următorii 15 ani. Pentru 2050 concluzia a fost că vor fi necesari 23-25 mii MW

„Este evident că avem nevoie de mai multe capacități de stocare pentru tranziția energetică. Și acum trebuie să creăm și condițiile economice adecvate. Centralele electrice de acumulare ar trebui să primească o primă prioritate, deoarece sunt singurele sisteme de stocare a energiei și, dincolo de aceasta, au și multe alte contribuții valoroase la rețeaua electrică. Trebuie să adaptăm condițiile cadru în așa fel încât această valoare adăugată să fie, de asemenea, remunerată în mod adecvat” spunea în 2014 Stephan Kohler, președintele Consiliului de Administrație al Deutsche Energie-Agentur (DNA).

Țările care au peste 15% din capacitatea instalată în surse regenerabile de energie intermitente (eoliană și solară) au ca singură soluție de echilibrare și de întărire a SEN, stocajul energiei prin intermediul CHEAP.

Cu cât procentul de surse regenerabile intermitente e mai mare de 15% din total capacitate instalată, cu atât mai mult va fi nevoie de stocarea energiei.

Când diferitele tehnologii de stocare a energiei sunt comparate, stocajul prin pompaj hidro este tehnologia câștigătoare bazată pe cost, performanță, scală, fiabilitate și flexibilitatea în a se adapta la diferite condiții de piață.

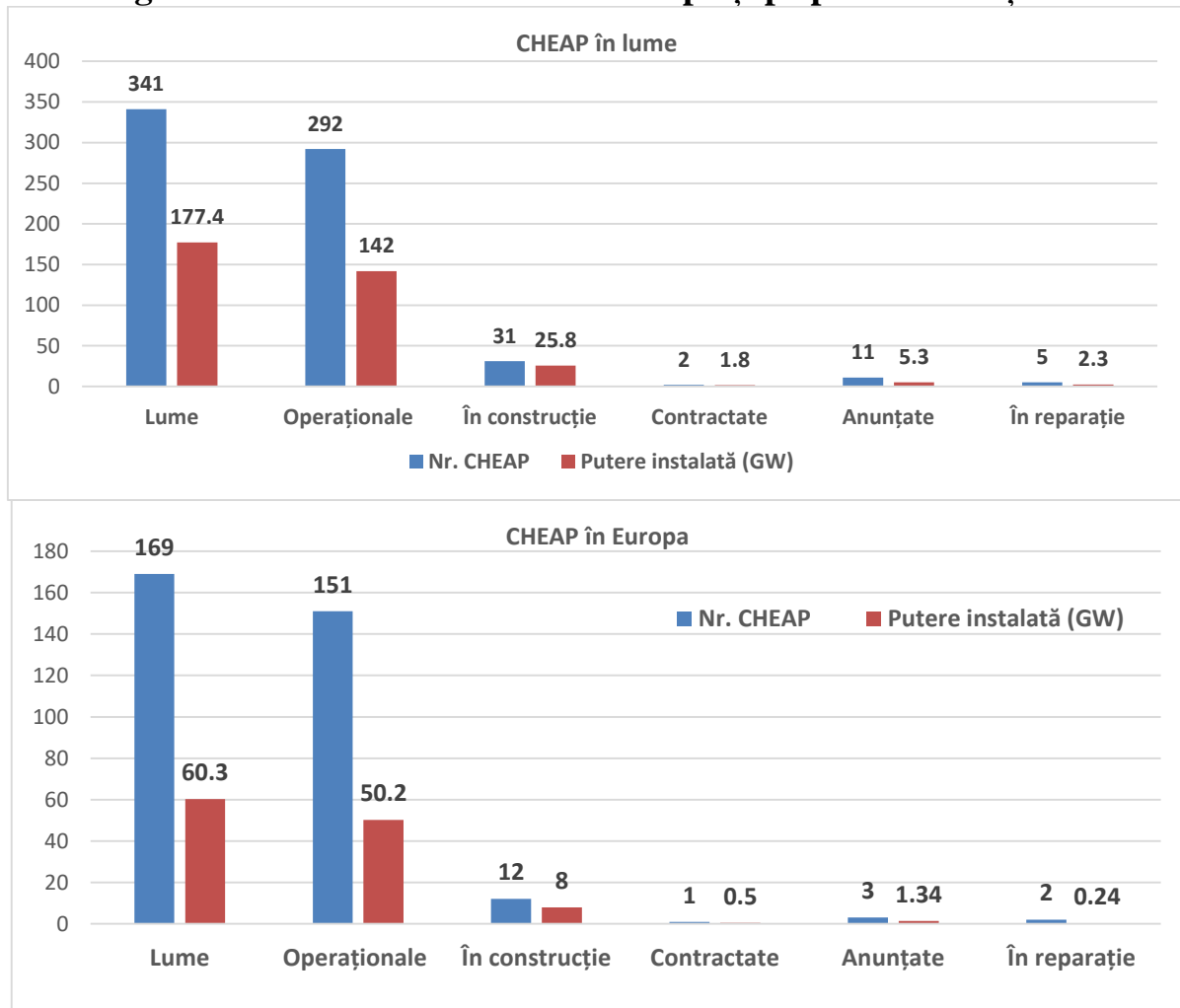
O centrala de acumulare prin pompaj, în funcțiune în prezent, are două surse de venit:

- pe piața de echilibrare cumpără energie la preț redus pentru pompaj în timpul orelor de noapte/weekend și vinde la preț competitiv când cererea de energie este mare;
- venituri din servicii de sistem.

Stocajul oferă, de asemenea, o serie de alte funcții care nu asigură surse de venit, dar au valoare economică. Un beneficiu „non-venit” este de îmbunătățirea

eficienței în exploatare a centralelor termoe și nucleare, adica mai puține porniri și opriri la funcționarea în bază. Planificatorii din companiile de utilități recunosc economia acestei eficientizari.

**Fig.2.5. Dezvoltarea CHEAP în Europa și pe plan internațional**



## 2.2 Analiza SWOT a unei centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj

### a) Puncte tari

Costul de exploatare a centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj este scăzut comparativ cu alte tipuri de centrale energetice și un CHEAP are o durată de viață lungă, de cca 80-100 ani. CHEAP pot avea o capacitate instalata de 1000-3000 MW și un timp de reacție rapid față de capacitatea instalata, de câteva secunde. Eficiență este de aproximativ 75-80%. Centralele de pompaj sunt imune la creșterea prețului la petrol, gaz sau cărbune și nu solicită import de combustibil.

### b) Puncte slabe

Un dezavantaj este dependența proiectării de geomorfologia locației. În cea mai mare parte, constrângerile geologice sunt cauza unor construcții dificile.

#### **c) Oportunități**

Dezvoltarea de CHEAP asigură implementarea de capacități de energie eoliană în SEN într-un raport de 1 MW în pompaj pentru 5- 6 MW în eoliene. Astfel, ar fi necesari cca 2000 MW capacitatea în pompaj pentru a asigura dezvoltarea maximă a potențialului eolian al României. În plus cu cât căderea este mai mare, rezervoarele, inferior și superior, sunt mai reduse ca volum, reducând astfel impactul asupra mediului ambiant.

#### **d) Amenințări**

Având în vedere constrângerilor geologice, există o perspectivă limitată pentru proiecte de centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în România. Lipsa expertizei tehnice pentru proiectarea, construcția și exploatarea acestui gen de centrale energetice.

### **2.3. Economia stocării energiei electrice în CHEAP**

Când producția de energie excede cererea, energia electrică produsă suplimentar nu mai are o valoare socială, prețul de oportunitate fiind zero. Dacă această producție suplimentară ar fi stocată, costurile luate în considerare sunt costul de capital și costul de operare al centralei de pompaj. Costul de producere al energiei de vârf de către o centrală de pompaj este de 15-20 % din costul de producere a unei turbine pe gaz și de cca. 50% din costul de producere unei centrale pe cărbune.

Stocarea energiei electrice este economică când costul marginal al energiei electrice generate este mai mare decât costul stocării și al energiei consumate în derularea procesului de stocare. Acest lucru este rezolvat la modul comercial prin raportul dintre prețul energiei off-peak și on peak (energia de vârf vs. energia de gol-noapte și weekend).

Existența unei centrale de pompaj în SEN permite optimizarea funcționării centralelor termice și nucleare. Centralele termo și nucleare sunt rentabile când funcționează cu un coeficient de încărcare constant la sarcina de bază. Stocarea apei în rezervorul superior al centralei de pompaj oferă capacitatea de a genera eficient energia electrică la varful de sarcină, fără a modifica modul de funcționare al centralelor termice, mai puțin receptiv la modificările sarcinii.

Centrale de pompaj s-au dovedit foarte eficiente în deplasare de mari cantități de energie electrică low-cost produse în afara orelor de vârf, pentru a fi distribuite cu preturi ridicate în perioade de vârf de sarcină și cerere.



În plus, centrala de pompaj oferă răspuns rapid la schimbările din cererea de electricitate care apar în cazul unui accident la o centrală din sistem, asigurând reducerea întârzierilor livrărilor de energie electrică.

În caz de urgență (de exemplu, o totală cădere de tensiune, din cauza unui accident major), multe centrale electrice necesită un consumator puternic pentru a reîncepe generarea și a restabili puterea în sistem. Centrale electrice cu acumulare prin pompare sunt bine adaptate pentru a fi utilizate ca astfel de surse de putere de urgență, pentru că acestea pot fi activate în timp de secunde.

Principiul „rezervorului superior” furnizat de centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompare (CHEAP) este în prezent singurul sistem de stocaj la scară industrială a surplusului de energie electrică produs de centralele nucleare și termice în afara orelor de vârf, și de integrare în sistemul energetic a centralelor eoliene și solare, intermitente și imprevizibile.

Într-un sistem energetic național, centralele de pompaj îndeplinesc cerințele privind cantitatea și indicatorii de calitate ai energiei electrice produse și măresc gradul de siguranță în funcționare a întregului sistem.

Funcțiile centralelor de pompaj centrale într-un sistem pot fi definite ca statice și dinamice, astfel:

- **Funcția statică** (planificată) este definită ca fiind planificarea producerii și a transferului de energie electrică
- **Funcția dinamică** (non-planificată) asigură serviciile de sistem, cum ar fi compensarea de frecvență și de putere (rezerva primară și rezerva secundară) și facilitatea "Black start"

Cel mai mare obstacol în România pentru decizia de a investi într-un proiect de CHEAP nu este tehnologia, ci lipsa unor mecanisme de piață, care să recunoască dpdv financiar valoarea de stocaj a energiei electrice și compensarea serviciilor de sistem. Din experiența engleză în domeniu două centrale de pompaj Ffestiniog și Dinorwig, (1900 MW) înregistrează anual profituri de cca 100-150 milioane lire sterline, de cca 50 de ani de la punerea în funcțiune.

Centralele de pompaj nu creează energie din transformarea resurselor energetice, au doar capacitatea de a stoca energia în perioadele de gol de sarcină și de a o elibera în perioadele de vârf de sarcină. Operarea centralelor cu acumulare prin pompaj constă de fapt din combinația =tehnologiei hidro (existența a două rezervoare, utilizarea apei în pompaj și generare, etc.) cu tehnologia termică și nucleară (utilizarea excesului de capacitate la golul de sarcină pentru pompaj).

Schimbările rapide economice, tehnologice și de reglementarea piețelor de energie au adus în prim plan stresul SEN, al infrastructurii de transport a energiei electrice și al importurilor neprevăzute de energie electrică din țările vecine, la prețuri foarte mari! SEN poate fi susținut eficient de stocajul energiei electrice .

## 2.4. Rolul CHEAP in asigurarea serviciilor de sistem

Centrala de pompaj are un rol important în îmbunătățirea nivelului de fiabilitate și capacitate al sistemului energetic.

În plus, pentru orizontul de timp al anului 2030 s-a modelat impactul anumitor factori de stres asupra capacității SEN de a acoperi cererea de energie electrică și de servicii tehnologice de sistem și asupra capacității SEN de a menține nivelul exporturilor și de a asigura importurile necesare operării în condiții de siguranță

Rezultatele modelării în condiții de stres la nivelul anului 2030, pe perioadă de iarnă (temperaturi sub  $-20^{\circ}\text{C}$ , căderi masive de zăpadă), arată că România ar putea avea nevoie de importuri pentru scurte perioade (cca. 25 – 35 GWh în 24 de ore), reprezentând cca.15% din necesarul mediu zilnic de consum ( Raport ANRE-2017)

Stocarea energiei electrice va fi astfel un element-cheie al conceptului pan-european "Super Grid", care se bazează pe dezvoltarea de centrale de pompaj în Alpi și în regiunile scandinave, centrale care vor juca un rol important în conceptul "Super Grid Europa".

Centralele cu acumulare prin pompaj sunt vitale pentru viitorul sistemului energetic din România, Strategia energetică a României prevede realizarea centralei hidroelectrice cu acumulare și pompaj Tarnița-Lăpușești cu o putere instalată de 1.000 MW. în contextul intrării în funcțiune a celor două unități nucleare suplimentare (gr. 3 și 4, adica 1400MW adăugați la cei 1499MW existenți) și integrării în SEN a centralelor eoliene și solare.

Acumularea prin pompaj este singura tehnologie dovedită comercial disponibilă pentru stocare a energiei electrice la scară unui sistem energetic.

| <b>Contributia CHEAP Tarnița-Lăpușești la SEN</b> |   |
|---|---|
| 1.  | Sușține adecvanța sistemului electroenergetic =>adecvanță= Capacitatea sistemului electroenergetic de a satisface în permanență cererile de putere și energie ale consumatorilor, luând în considerare ieșirile din funcțiune ale elementelor sistemului, atât cele programate cât și cele rezonabil de așteptat a se produce neprogramat.  |
| 2.  | Rezerva reglaj primar=Rezerva de reglaj primar trebuie să fie mobilizată automat și integral în maxim 30s, la o abatere cvasistaționară a frecvenței de $\pm 200$ mHz de la valoarea de consemn și trebuie să rămână în funcțiune pe o durată de minim 15 minute dacă abaterea se menține. Toti producatorii de energie electrică sunt obligați să asigure reglaj primar conform solicitării Transelectrica, prin grupurile dispecerizabile proprii sau prin colaborare cu alti producatori. Rezerva de reglaj primar trebuie să fie distribuită cât mai uniform în SEN . |

|     |  |
|-----|--|
|     | Ofertele de producție ale producătorilor vor ține seama de obligativitatea menținerii disponibile a rezervei de reglaj primar, în conformitate cu performanțele tehnice ale fiecărui grup generator  |
| 3.  | <p>Rezerva reglaj secundar=Rezerva de reglaj secundar este rezerva care, la abaterea frecvenței și/sau soldului SEN de la valoarea de consemn, poate fi integral mobilizată, automat, într-un interval de maximum 15 minute.</p> <p>Rezerva de reglaj secundar are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar și de a readuce frecvența și soldul SEN la valoarea programată.</p> <p>Transelectrica stabilește, atât în vederea programării și planificării funcționării grupurilor cât și în dispecerizare, rezerva de reglaj secundar necesară și repartizarea sa pe grupuri .</p> <p>Producătorii asigură, în limitele caracteristicilor tehnice ale grupurilor, rezerva de reglaj secundar conform solicitării Transelectrica</p> |
| 4.  | <p>Rezerva de reglaj terțiar rapid=Rezerva de reglaj terțiar rapid (rezerva “minut ”) are rolul de a asigura refacerea rapidă (maximum 15 min.) a rezervei de reglaj secundar și de a participa la reglarea frecvenței și a soldului SEN programate.</p> <p>Rezerva “minut ” este furnizată sub forma de rezervă turnantă sau sub forma de rezerva terțiară rapidă. Rezerva “minut ” se încarcă de către producători, la dispoziția Transelectrica, pe durata solicitată.</p>  |
| 5.  | Rezerva spinning (disponibilitatea de a crește puterea în generare crescând turația dacă SEN solicită )  |
| 6.  | Rezerva non-spinning(putere suplimentara care poate fi aportată în SEN)  |
| 7.  | Rezerva flexibilă $=Rf =(\Gamma_{wind})^2+(\Gamma_{solar})^2$  |
| 8.  | Urmărirea curbei de sarcină-adekvantă  |
| 9.  | Aplatizarea curbei de sarcină  |
| 10. | <p>Serviciul de black-out=Restaurarea rapidă a funcționării SEN se realizează utilizând surse de tensiune, care pot fi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• grupuri generatoare cu autopornire;</li> <li>• grupuri generatoare izolate pe servicii proprii;</li> <li>• grupuri generatoare insularizate pe o zonă de consum;</li> <li>• interconexiuni cu sistemele electroenergetice vecine</li> </ul>   |
| 11. | Consumator dispecerizabil= consumator la care puterea consumată poate fi modificată la cererea Operatorului de Transport și de Sistem  |
| 12. | Mărirea gradului de siguranță a SEN  |

Conform proiectului final, CHEAP Tarnița -Lăpușești va avea o putere instalată de 1000 MW în 4 grupuri reversibile motor-generator, cu puterea de 250MW fiecare, va produce 1625 GWh/an energie electrică și va consuma în pompaj 2132 GWh/an, cu un coeficient de transformare de 0,76, similar pe plan internațional cu cele mai moderne centrale de pompaj în operare.

Investiția va asigura cca. 3000-4000 de locuri de muncă în șantier, pentru perioada de construcție și cca. 100 de locuri de muncă cu caracter permanent, pentru activitățile de operare și mentenanță, după punerea în funcțiune.

Pentru comparație Nuclearelectrica, cu 1400 MW putere instalată, pe o singură platforma (Cernavoda) are 1.950 de angajați (SER 2018-2050)

Recentul interes mondial în reluarea investițiilor în centrale de pompaj se datorează următoarelor cauze:

- reevaluarea serviciilor de sistem și stocarea energiei electrice în țările care dezvoltă intens potențialul eolian și solar (China, Germania, India, SUA, Spania, Portugalia, etc.)
- funcția de arbitraj în piața de echilibrare, ceea ce implică achiziționarea la prețuri mici a energiei electrice în momentul în care cererea de energie electrică este scăzută (off-peak) stocajul acesteia și vânzarea când cererea de energie electrică, deci și prețurile, sunt mari (on-peak)
- schimbările care au loc în energetică datorită prețului combustibilului, în mod deosebit închiderea centralelor pe gaz, care asigurau în mod tradițional vârful de sarcină, impun dezvoltarea capacităților în pompaj.
- Prin furnizarea puterii atunci când și unde este necesar, centrala de pompaj asigură o piață de energie mai responsabilă.
- Un alt motiv al dezvoltării CHEAP este viteza de reacție a acestui gen de centrale de ordinul secundelor. Capacitățile eoliene și mai ales centralele cu energia solară, pot opri și porni brusc, provocând probleme tehnice în SEN. Centralele termice nu pot răspunde la fel de repede ca hidrocentralele și centralele de pompaj la un start de pe loc, cu sincronizare în câteva secunde și putere deplină sub un minut. Răspunsul centralelor termice este de la 2 până la 8 ore.

Din punct de vedere istoric, cu o vechime de 100 de ani în sectorul energetic, centralele de pompaj au o reputație stabilă, cu un răspuns excelent în următoarele domenii principale:

- sunt rentabile financiar, reduc costurile de energie electrică prin utilizarea energiei electrice produse în afara orelor de vârf, atunci când prețul este redus.
- echipamentele hidroenergetice reversibile au costuri O&M reduse și pot rula în mod frecvent pentru perioade lungi de timp 40 -50 ani și o durată

de viață din punct de vedere constructiv al CHEAP de cel puțin 80-100 de ani.

- centralele de pompaj oferă suport pentru SEN în a îmbunătăți fiabilitatea în alimentare, precum și a compensa variațiile de disponibilitate și fluctuațiile din surse RE intermitente, energia eoliană și solară. mențin și îmbunătățesc calitatea puterii, frecvență și tensiune.

### **3. Piața de energie electrică**

#### **3.1 Platforme de tranzacționare a energiei electrice în Europa**

##### **3.1.1 Piața scandinavă a energiei electrice**

Bursa scandinavă de energie electrică, formată din Norvegia, Suedia, Finlanda și Danemarca administrează următoarele piețe de energie electrică:

- a) Piața fizică, formată din: piața spot (Elsport) și piața de echilibrare (Elbas);
- b) Piața financiară formată din: piața contractelor „forward” și „futures” (Eltermin) și piața contractelor cu opțiuni (Eloption).

Piața spot, reprezintă mediul în care se tranzacționează energia electrică „cu o zi înainte” față de ziua în care se face livrarea fizică. La Nord Pool, ofertarea este bilaterală (oferte de vânzare cumparare). Ofertele sunt formate din perechi preț-cantitate, iar prețul pieței spot se calculează la intersecția curbelor formate din oferte de vânzare și de cumparare. Pe piața spot se tranzacționează contracte orare. Dacă apar congestii în rețea între regimurile geografice se folosește mecanismul de fragmentare al pieței, rezultând prețuri zonale. Pe piața financiară Nord Pool, s-au tranzacționat cantități de energie electrică de 500 ÷ 1000 TWh. Pe piața de energie electrică Elbas se tranzacționează energie electrică după ce sesiunea de tranzacționare pe piața spot s-a încheiat.

Contractele tranzacționate pe piața financiară („futures” și „forward”) sunt încheiate în scopul acoperirii riscului de evoluție nefavorabilă a prețurilor tranzacțiilor cu energie electrică de pe piața fizică. Aceste contracte se încheie pe o perioadă de 4 ani.

##### **3.1.2 Piața franceză de energie electrică**

Gestionarea pieței de energie electrică franceză este realizată de societatea de investiții de capital Powernext, care dispune de statutul de Sistem Multilateral de Negociere și are următoarele obiective:

- Stabilirea unui preț de referință a energiei electrice pe termen scurt și mediu prin intermediul unei piețe reglementate și securizate;

- Îndeplinirea unui rol important în construirea și raționalizarea pieței de energie electrică în Europa.

Procesul de tranzacționare la Powernext se desfășoară zilnic, 7 zile pe săptămână, inclusiv în sărbătorile legale. LCH Clearnet, principala Casă de Compensare din Europa și filiala a Euronext, garantează securitatea tranzacțiilor, fiind un intermediar între cumparatori și vânzători, având un depozit de garantare, ajustat zilnic, conform pozițiilor câștigate. Transmiterea ofertelor structurate, fie pe cel mult 64 perechi putere-preț, pentru fiecare din cele 24 intervale orare (oferte simple), fie pe blocuri standardizate limitate la o cantitate de cel mult 25 MW / bloc (bloc denumit generic „1 – 4” acoperă orele 1<sup>00</sup>–4<sup>00</sup>a.m. și cel „5 – 8” acoperă orele 5<sup>00</sup>–8<sup>00</sup>a.m. și așa mai departe) începe în ziua de miercuri a săptămânii anterioare zilei de tranzacționare și se termină la ora 11<sup>00</sup> a zilei de tranzacționare.

Mecanismul de stabilire a prețului respectă principiul interpolării liniare, utilizat atât pentru oferte simple cât și pentru oferte bloc. În acest scop ofertele bloc sunt transformate în oferte simple, stabilindu-se câte un preț de echilibru pentru fiecare interval orar. O ofertă bloc poate fi acceptată sau respinsă integral.

### 3.1.3 Piața germană de energie electrică

Bursa germană EEX – European Energy Exchange, administrează două piețe:

- piața fizică (piața spot);
- piața financiară (piața contractelor „futures”).

Piața Spot de la EEX oferă două platforme de tranzacționare diferite: o platformă pentru tranzacționare prin licitație închisă pentru contracte orare și contracte bloc și o platformă pentru tranzacționarea continuă în conexiune cu deschiderea și închiderea licitațiilor pentru contractele pentru energie de gol și de vârf.

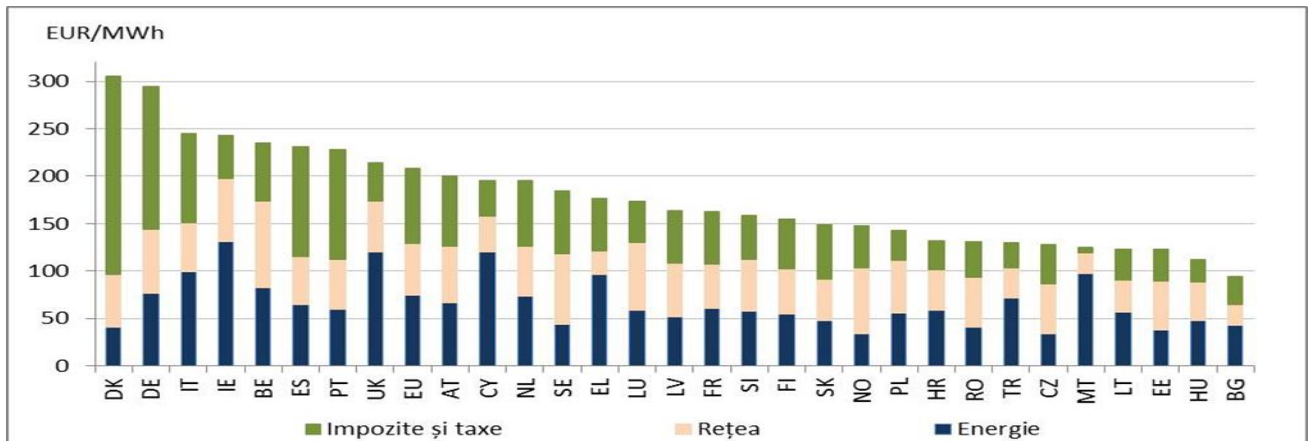
Tranzacționarea prin licitație închisă (sesiunea de tranzacționare încheindu-se la ora 12<sup>00</sup> a.m. – cu o zi înainte) este bazată pe oferte de cumpărare și vânzare pentru contracte orare și contracte bloc pentru ziua următoare.

Determinarea prețului se bazează pe sistemul de tranzacționare, însemnând că prețurile de echilibru sunt calculate în timpul licitației după ce toate ofertele de vânzare și de cumpărare au fost primite în decursul unei perioade fixate. Volumul cererii și ofertei corespunde prețului de echilibru.

În tranzacționarea continuă, fiecare ofertă primită este verificată din punctul de vedere al fezabilității. Registrul de oferte este deschis, ceea ce înseamnă că limitele de preț și volumele ofertate sunt vizibile. Dacă nu există congestii de rețea va fi stabilit un singur preț pentru întreaga țară, pentru fiecare licitație orară.



**Fig.3.1. Prețul energiei electrice în țările din Uniunea Europeană 2017**



Sursa: Eurelectric

Dacă apar congestii de rețea, se permite formarea unor zone de preț diferite, prin mecanismul de fragmentare al pieței.

Prețul energiei electrice pe piața de energie electrică este influențat de următorii factori:

- Evoluția prețurilor la combustibili;
- Măsurile de dezvoltare durabilă;
- Capacitățile limitate de interconexiune;
- Taxele;
- Măsurile de reglementare a sectorului.

Pe baza Protocolului de la Kyoto, pentru reducerea emisiilor cu efect de seră și a Directivei UE s-a creat piața europeană pentru reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>, pe baza „creditelor carbon”, care au dus la creșterea prețului energiei electrice. O tona de CO<sub>2</sub> se vinde cu cca 20 EUR.

## 3.2 Piața de energie electrică din România

### 3.2.1. Organizarea pieții și formarea prețului energiei electrice

Piața energiei electrice este un concept economic care exprimă totalitatea tranzacțiilor de vânzare – cumparare perfectate într – un spațiu geografic determinat. Ea are ca funcție principală corelarea producției cu consumul, prin intermediul cererii și al ofertei, prin concretizarea contractelor de vânzare – cumparare. România și-a asumat decizia de a liberaliza piața energiei electrice, considerând că siguranța în alimentarea consumatorilor și implicit a sistemului

energetic va crește odată cu dezvoltarea unei piețe de energie electrică coerentă, în care participanții să poată beneficia de avantajele mediului concurențial.

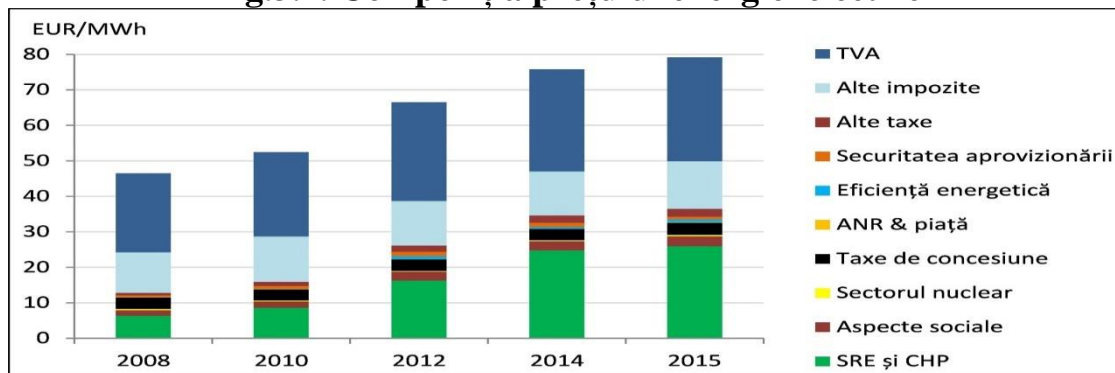
Conform documentelor aderării la UE, sectorul energiei electrice din România trebuie să se conformeze directivelor și rezoluțiilor comunitare și să întreprindă acțiuni, să se organizeze, să creeze și să aplice proceduri și un cadru legislativ și de reglementare armonizate care să conducă la rezultatele prevăzute de aceste directive.

Sectorul energiei electrice are în prezent următoarele părți componente:

- producție, componenta concurențială
- transportul și distribuția, componenta reglementată
- furnizarea componenta concurențială

Prețul energiei electrice pentru fiecare din aceste părți are componente reglementate și componente concurențiale.

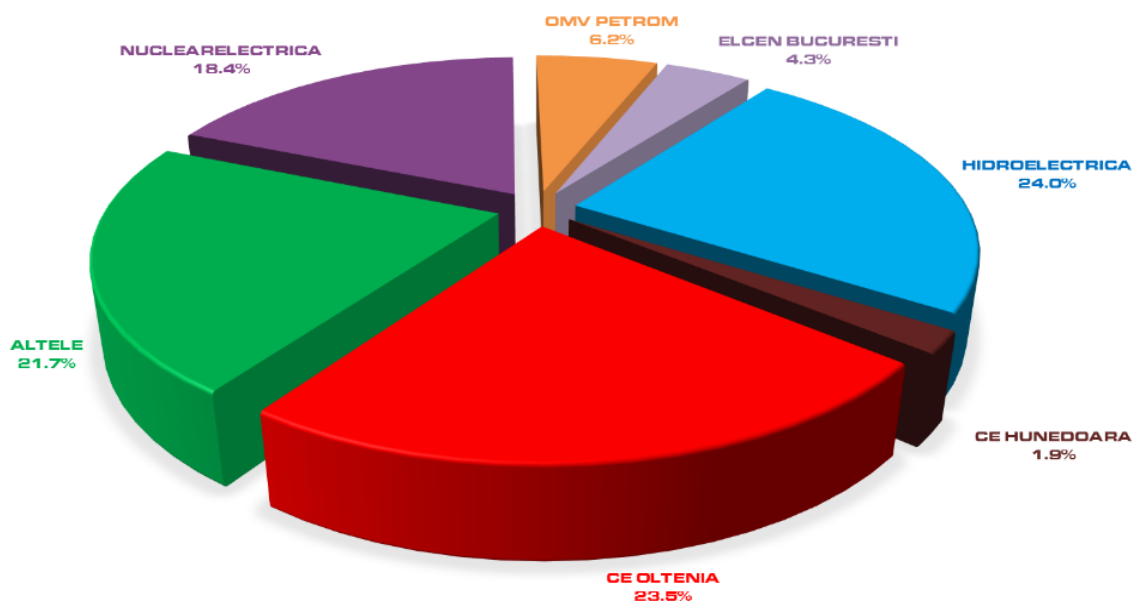
**Fig.3.2. Compoziția prețului energiei electrice**



Sursa ANRE-2016

Prețul energiei electrice este format din prețul de producție al energiei electrice (componenta concurențială) și taxele aferente (componenta reglementată). Prețul de transport al energiei electrice este format din tariful de transport și tariful serviciilor de sistem, ambele reglementate. Pretul distribuției energiei electrice este format din tariful de distribuție, componenta reglementată. Pretul de furnizare este format din marja de furnizare și promovarea surselor regenerabile (componenta concurențială) și taxele (TVA și alte taxe). Considerată, până nu demult, doar un serviciu oferit consumatorilor de către unitățile furnizoare, energia electrică este privită, în contextul privatizării companiilor de utilități, ca o marfă, careia i se impun, ca oricărui alt produs, anumiți parametri de calitate, pentru a satisface optim cerințele consumatorilor.

**Fig.3.3. Cota de piață în 2017 - principalii producători**



Sursa: ANRE/CE Oltenia

Energia electrică livrată într-un anumit punct al unei rețele trifazate de curent alternativ este caracterizată de următorii parametri de calitate:

- tensiunea de alimentare;
- frecvența;
- gradul de nesimetrie a sistemului trifazat de tensiuni;
- gradul de deformare a undei de tensiune;
- continuitatea în alimentare.

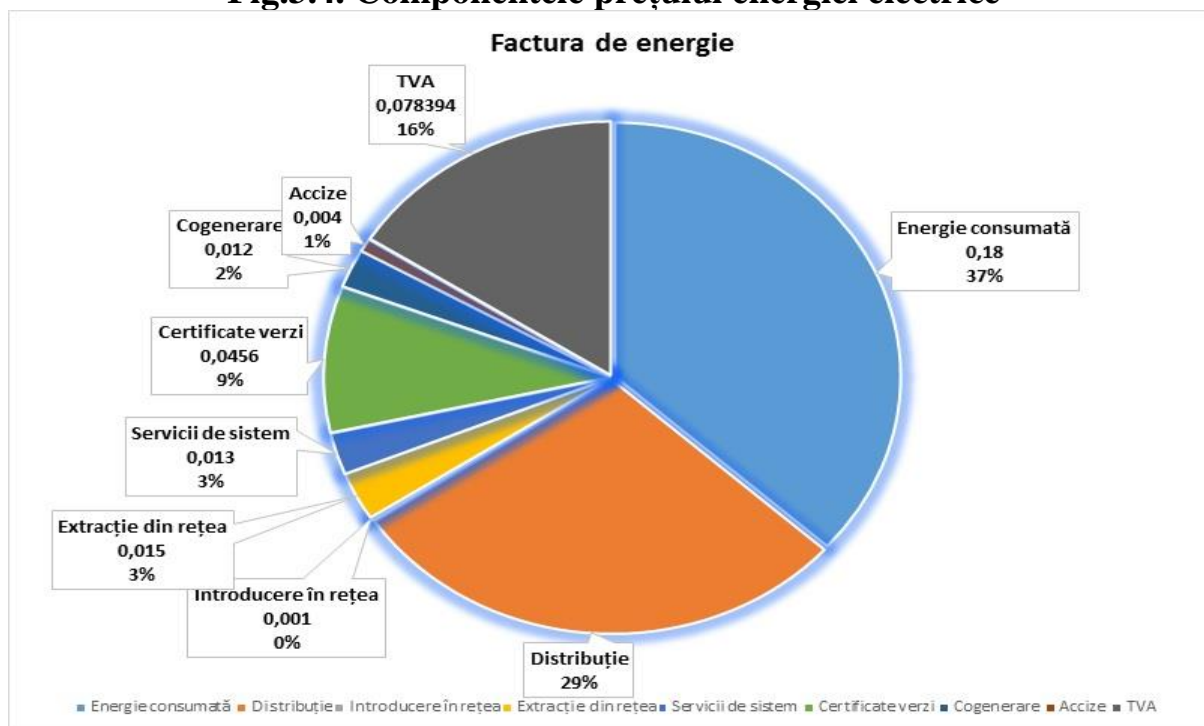
Piața Anglo de Energie Electrică reprezintă cadrul organizat în care energia electrică este achiziționată de furnizori de la producători sau de la alți furnizori, în vederea revânzării sau consumului propriu, precum și de operatorii de rețea în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic. Pe Piața angro de energie electrică au acces în vederea efectuării de tranzacții:

- producători și autoproducători de energie electrică;
- furnizori
- operatorii de rețea.

Tranzacțiile pe piața angro de energie electrică au ca obiect vânzarea – cumpărarea de:

- energie electrică;
- servicii de sistem tehnologic.

**Fig.3.4. Componentele prețului energiei electrice**



Sursa: Natura 2000/ANRE-feb.2018

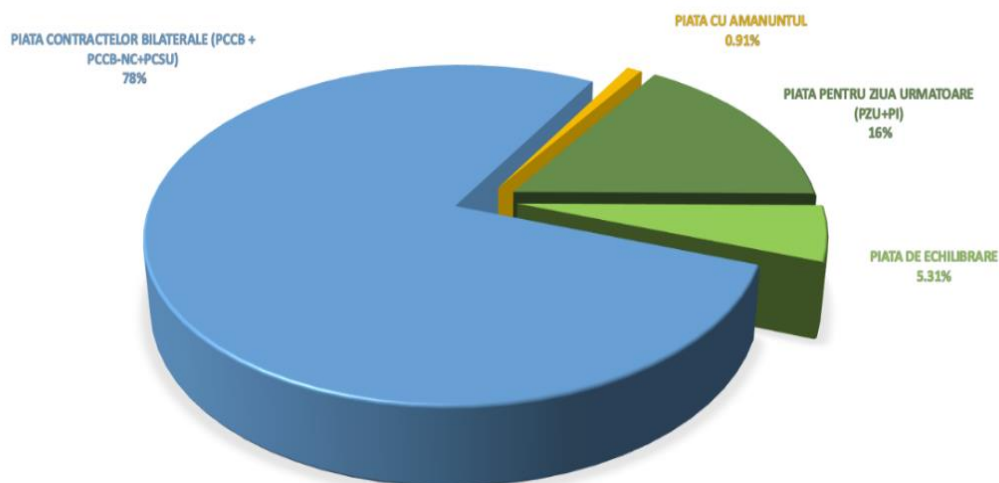
Participanții la piața angro de energie electrică sunt persoane juridice române sau străine, titulari de licență, care s-au înregistrat ca:

- participanți la PZU;
- participanți la piața de echilibrare;
- participanți la licitații;
- părți responsabile cu echilibrarea.

Piața angro de energie se compune din următoarele piețe specifice:

- Piața pentru Ziua Următoare
- Piața Intra-zilnică
- Piața Centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică
- Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică »
- Piața Centralizată pentru Serviciul Universal »
- Piața de energie electrică pentru clienții finali mari »
- Piața pentru Ziua Următoare de Gaze Naturale
- Piața centralizată de gaze naturale »
- Piața Certificatelor Verzi »

**Fig.3.5. Piața de energie electrică contractuală 2017**



Sursa: Complexul Energetic Oltenia

### **3.2.2. Piața centralizată de servicii de sistem tehnologic**

Asigurarea unei cantități suficiente de Servicii de Sistem tehnologic disponibilă pentru Operatorul de Transport și de Sistem (OTS), respectiv pentru Operatorii de Distribuție, se realizează de regulă prin mecanisme nediscriminatorii de piață – licitații pe perioade determinate și/sau contracte bilaterale.

Asigurarea reglajului primar și menținerea disponibilității rezervei de reglaj primar sunt obligatorii pentru toți producătorii de energie electrică în conformitate cu prevederile Codului Tehnic al Rețelei Electrice de Transport (CTRET)

Producătorii care au contractat Servicii de Sistem Tehnologic (rezerva de reglaj secundar și rezerva de reglaj terțiar) sunt obligați să ofere pe Piața de Echilibrare cel puțin cantitățile de energie electrică corespunzătoare volumelor de servicii de sistem tehnologic contractate.

Piața Centralizată a Serviciilor de Sistem Tehnologic (PCSST) are rolul menținerii siguranței în funcționare a sistemului energetic național. Această piață are următoarele caracteristici:

- este centralizată și operată de OTS (operatorul de transport și sistem)
- tranzacționarea se face periodic (anual, lunar, etc.).
- este facultativă;
- se realizează cu participarea grupurilor energetice calificate să furnizeze Servicii de Sistem Tehnologic de către OTS;

- grupurile energetice se selectează pentru a livra Servicii de Sistem Tehnologice, pe principiul prețului marginal;
- acționează rezerve de reglaj secundar, terțiar rapid și terțiar lent (reglajul primar este obligatoriu și gratuit);
- cantitățile de energie achiziționate sunt stabilite de OTS, în funcție de reguli tehnice;
- cantitățile achiziționate sunt oferite numai pe piața de echilibrare.

Funcționarea Pieței Centralizate a Serviciilor de Sistem Tehnologice se bazează pe prevederile tehnice din Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport și pe prevederile din Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică. Codul Comercial stabilește regulile și procedurile pentru achiziționarea:

- rezervelor de reglaj secundar și terțiar;
- puterii reactive pentru reglarea tensiunii;
- altor servicii de sistem tehnologice definite de Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport;
- energia electrică pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețelele electrice.

Rezervele de Reglaj Secundar și Terțiar, Puterea reactivă pentru reglarea tensiunii în rețeaua electrică de transport, precum și Serviciilor de Sistem Tehnologice se achiziționează exclusiv de OTS, iar energia electrică pentru acoperire pierderilor tehnice în rețelele electrice de către operatorul de rețea.

Pentru achiziționare rezervelor de reglaj secundar și terțiar se realizează următoarele:

- OTS achiziționează de la participanții PE, pe fiecare perioadă de achiziție, rezerve de reglaj secundar, terțiar rapid și lent;
- OTS stabilește perioadele de achiziție pentru reglajul secundar și terțiar, care pot fi continue la nivel anual, sezonier, lunar, săptămânal sau zilnic. Perioada de achiziție poate fi limită la zile sau intervale de dispecerizare, în cadrul perioadei respective, adică zile lucrătoare sau nelucrătoare, sărbători legale, ore sau alte tipuri de intervale. Perioadele de achiziție pot fi diferite pentru diferite rezerve de reglaj;
- OTS stabilește cantitățile de rezerve de reglaj necesar să fie achiziționate în perioada respectivă de achiziție;
- OTS publică cantitățile de rezerve de reglaj secundar sau terțiar, necesar a fi achiziționate în timp util înainte de perioada de achiziție;

Participanții la PE sunt obligați să ofereze la OTS rezervele de reglaj secundar și terțiar. Pe baza regulilor și procedurilor elaborate de OTS, participanții la PE transmit oferte agregate pentru unitățile și consumurile dispecerizabile. Dacă oferta asigurată a participanților la PE nu acoperă necesarul de rezerve de reglaj secundare și terțiare, OTS va solicita

- ofertarea unor cantități suplimentare, în funcție de posibilitățile lor tehnice. Această cerere a OTS este obligatorie pentru participanții la PE.
- OTS poate încheia contracte bilaterale, pentru managementul congestiilor interne, pentru rezerve terțiare rapide și lente, cu participanții la PE, în timpul perioadei de contractare a rezervelor, în condițiile date de Codul Comercial.

La achiziția puterii reactive pentru reglarea tensiunii se au în vedere:

- OTS achiziționează de la producătorii sau distribuitorii de energie electrică, pentru fiecare perioadă de achiziție, cantitatea necesară de putere reactivă pentru reglarea tensiunii, produsă în banda secundară, separat pentru puterea reactivă inductivă și puterea reactivă captivă;
- Cantitatea de putere reactivă pentru reglarea tensiunii, solicitată de OTS și produsă în banda primară nu se plătește;
- OTS stabilește perioadele de achiziții pentru puterea reactivă necesară reglării tensiunii, care pot fi de tip continuu, la nivel anual, sezonier, lunar, săptămânal sau zilnic. Perioada de achiziție poate fi limitată la zile și intervale de dispecerizare, în cazul perioadei respective;
- OTS poate stabili perioade diferite de achiziție pentru puterea reactivă inductivă și capacitivă, necesare pentru reglarea tensiunii;
- OTS publică cantitatea de putere reactivă inductivă și capacitivă necesară pentru reglarea tensiunii, în perioada de achiziție la termene corespunzătoare, înainte de perioada de achiziție;
- Producătorii de energie electrică sunt obligați să oferteze OTS, rezerva de putere reactivă inductivă și capacitivă;
- Producătorii transmit oferte angajate pentru mai multe unități sau consumuri dispecerizabile, pe baza regulilor și procedurilor OTS;
- Când oferta angajată a producătorilor nu acoperă necesarul de rezervă de putere reactivă, OTS poate solicita ofertarea unor cantități suplimentare de rezervă de putere reactivă, în funcție de posibilitățile lor tehnice. Cererea OTS este obligatorie pentru producători.

La achiziția altor servicii tehnologice se au în vedere următoarele:

- OTS poate achiziționa și alte servicii tehnologice pe fiecare perioadă de achiziții;
- OTS determină cantitățile și tipurile de Servicii de Sistem Tehnologice necesare;
- OTS stabilește regulile și procedurile pentru achiziție;
- Dacă ofertele date nu sunt suficiente, OTS va solicita oferte suplimentare, care sunt obligatorii.

Pentru achiziția energiei electrice, pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețelele electrice se au în vedere următoarele:

- Energia electrică pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețelele electrice se achiziționează de fiecare operator de rețea, pe fiecare interval de tranzacționare;
- Achiziționarea energiei electrice pentru acoperirea pierderilor în rețelele electrice se face prin utilizarea de proceduri de ofertare publică sau prin PZU;
- Operatorul de rețea stabilește perioadele de achiziție pentru energie electrică pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețelele electrice, care pot fi continue la nivel anual, sezonier, lunar, săptămânal sau zilnic. O perioadă de achiziție poate fi limitată la zile sau intervale de dispecerizare;
- Operatorul de rețea determină cantitatea de energie pentru acoperirea pierderilor tehnice din rețelele electrice, necesară în perioada de achiziție;
- Cantitatea de energie electrică va fi publicată și va fi achiziționată prin proceduri de ofertare publică;
- Regulile și procedurile de ofertare se stabilesc de operatorul de rețea.

### 3.2.3 Servicii de sistem tehnologice

Aceste servicii sunt achiziționate pe baza de contract de la producători, la cererea Transelectrica SA, pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare al sistemului electroenergetic și a calității energiei transportate la parametrii ceruți de normele în vigoare. Principalele componente ale acestora sunt:

#### **a) Servicii de sistem tehnologice utilizate pentru a asigura stabilitatea frecvenței:**

- rezerva de reglaj primar de frecvență (definit ca reglajul automat descentralizat cu caracteristica statică), repartizat pe un număr mare de grupuri generatoare care asigură corecția rapidă, în cel mult 30 secunde, a diferențelor între producție și consum la o frecvență apropiată de valoarea de consemn. Rezerva de reglaj primar trebuie să fie mobilizată automat și integral în maxim 30s, la o abatere cvasistaționară a frecvenței de  $\pm 200$  mHz de la valoarea de consemn (50Hz) și trebuie să rămână în funcțiune pe o durată de minim 15 minute dacă abaterea se menține.

Toți producătorii de energie electrică sunt obligați să asigure reglaj primar conform solicitării Transelectrica, prin grupurile dispecerizabile proprii sau prin colaborare cu alți producători.

Rezerva de reglaj primar trebuie să fie distribuită cât mai uniform în SEN

Ofertele de producție ale producătorilor vor ține seama de obligativitatea menținerii disponibile a rezervei de reglaj primar, în conformitate cu performanțele tehnice ale fiecărui grup generator.



- rezerva de reglaj secundar de frecvență-putere (definit ca reglajul automat centralizat al frecvenței (puterii de schimb cu corecția de frecvență) pentru aducerea frecvenței/puterii de schimb la valorile de consemn în cel mult 15 minute.

Rezerva de reglaj secundar este rezerva care, la abaterea frecvenței și/sau soldului SEN de la valoarea de consemn, poate fi integral mobilizată, automat, într-un interval de maximum 15 minute. Rezerva de reglaj secundar are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar și de a readuce frecvența și soldul SEN la valoarea programată. Transelectrica stabilește, atât în vederea programării și planificării funcționării grupurilor cât și în dispecerizare, rezerva de reglaj secundar necesară și repartizarea sa pe grupuri. Producătorii asigură, în limitele caracteristicilor tehnice ale grupurilor, rezerva de reglaj secundar conform solicitării Transelectrica.

Rezerva de putere corespunzătoare reglajului terțiar, din care:

- Rezerva de terțiară rapidă (rezerva “minut”), care are rolul de a asigura refacerea rapidă (maximum 15 min.) a rezervei de reglaj secundar și de a participa la reglarea frecvenței și a soldului SEN programate. Rezerva “minut” este furnizată sub forma de rezerva turnantă sau sub formă de rezerva terțiară rapidă. Rezerva “minut” se încarcă de către producători, la dispoziția Transelectrica, pe durata solicitată.
- Rezerva terțiară lentă care are rolul de a reface rezerva “minut”, asigurând echilibrul producție - consum în cazul apariției unor abateri de durată de la programul stabilit. Rezerva terțiară lentă se încarcă de către producători, la dispoziția Transelectrica pe durata solicitată.

#### **b) Servicii de sistem tehnologice utilizate pentru a asigura stabilitatea tensiunii**

- reglajul tensiunii în prin energie reactivă;
- capacitatea de a asigura serviciul de pornire pentru restaurarea SEN;
- energia activă pentru acoperirea pierderilor în RET.

Stabilitatea tensiunii se realizează sub coordonarea Transelectrica, prin participarea cu instalațiile proprii de reglaj, a producătorilor, a Transelectrica și a consumatorilor. Stabilitatea tensiunii în nodurile de graniță se realizează în colaborare cu TSO ai sistemelor electroenergetice vecine. Producătorii au obligația să asigure producția/absorbția de putere reactivă de către grupurile generatoare la cererea Transelectrica, conform condițiilor de racordare la RET.

Transelectrica, distribuitorii și consumatorii racordați la RET trebuie să-și compenseze consumul/producția de putere reactivă din rețeaua proprie. Pot fi admise schimburi de putere reactivă între RET și rețelele de distribuție sau consumatorii racordați la RET dacă acestea nu afectează siguranța în funcționare a SEN.

Schimburi de putere reactiva între RET și rețelele de distribuție sau consumatorii racordați la RET care afectează funcționarea economică a partenerilor respectivi, pot fi efectuate pe baza unor acorduri între aceștia.

**c) Servicii de sistem tehnologice utilizate pentru a asigura restaurarea funcționării SEN** la rămânerea fără tensiune, în cazul unor avarii extinse sau al unui colaps de sistem

Restaurarea rapidă a funcționării SEN se realizează utilizând surse de tensiune, care pot fi:

- grupuri generatoare cu autopornire;
- grupuri generatoare izolate pe servicii proprii;
- grupuri generatoare insularizate pe o zona de consum;
- interconexiuni cu sistemele electroenergetice vecine.

Sursele de tensiune trebuie să permită realimentarea serviciilor auxiliare ale grupurilor generatoare care nu au reușit izolarea pe servicii proprii, precum și ale centralelor electrice și stațiilor incluse în traseele de restaurare. Participarea grupurilor generatoare la restaurarea funcționării SEN este asigurată prin condițiile de racordare sau/și prin Planul de restaurare a funcționării SEN, în funcție de necesitățile SEN. Producătorii trebuie să asigure în fiecare centrală izolarea a cel puțin un grup generator pe servicii proprii.

Transelectrica SA achiziționează serviciile de sistem tehnologice de la societățile producătoare de electricitate în baza unei proceduri reglementate de ANRE. Practic întreaga valoare a serviciilor de sistem achiziționate de la producători (cu excepția componentei de energie activă pentru acoperirea pierderilor în RET) este refacturată de Transelectrica SA furnizorilor de energie electrică licențiați de ANRE care beneficiază în final de aceste servicii.

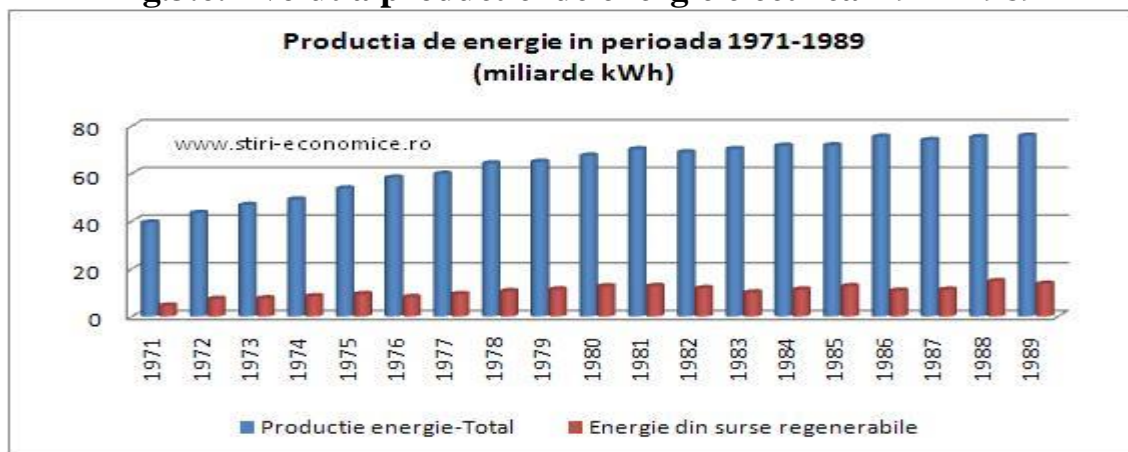
### **3.3 Prognoza consumului de energie electrică**

Ritmul de dezvoltare economică și de utilizare a capacităților existente în cel mai bun mod posibil este un factor care influențează producția de energie electrică. Prognoza consumului de energie electrică este o funcție principală a operatorilor de distribuție și furnizare a energiei electrice. Energia electrică în România nu poate fi stocată în mod eficient, la scară mare (raportat la cantitatea produsă), ceea ce înseamnă că pentru operatorii de distribuție și furnizare, estimarea cererii este un factor indispensabil în procesul de management al tranzacției într-un mod relativ rezonabil.

După 1989, România a suferit un proces de tranziție de la fosta economie centralizată la o economie de piață. Pierzând cam un deceniu de dezvoltare, România a revenit la performanța din anul 1991 deabia în anul 2000. După anul

2000, după mutarea accentului pe sectorul privat și reformarea sistemului de impozitare al firmelor a început realmente creșterea economică.

**Fig.3.6. Evoluția producției de energie electrică 1971-1989**



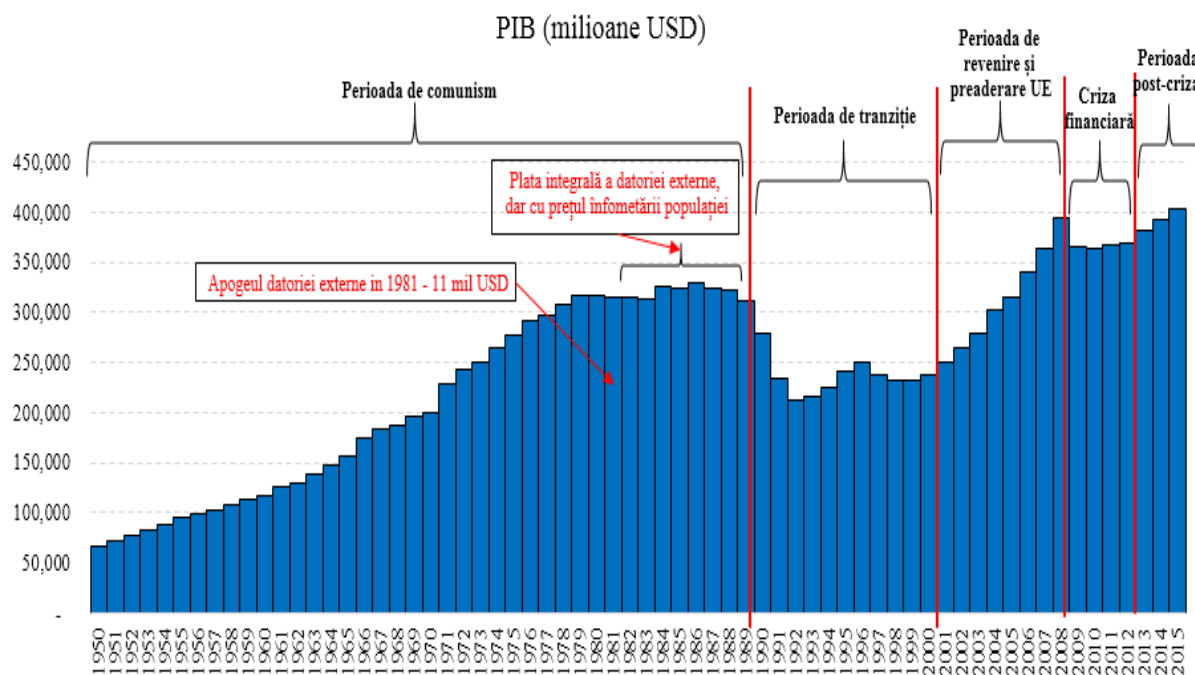
Sursa - stiri economice.ro

Până în 1989 consumul de energie electrică în România avea o creștere anuală lentă, dar constantă. Evoluția economică din România după anul 1990 a fost puternic influențată de efectul specific perioadei de tranziție la economia de piață. Reformele economice necesare pentru înlocuirea mecanismelor economiei centralizate cu cele caracteristice pieței libere și introducerea principiilor de eficiență energetică în toate activitățile, au dus la început la o recesiune gravă, cu un efect similar tuturor țărilor din această zonă.

Actualmente România se află în plin efort de a relua creșterea economică de la nivelul la care a ajuns în 2008, odată cu recuperarea aproape integrală a declinului din anii 2009 – 2010. În perioada 2016-2018 toți indicatorii macroeconomici se prezintă în conformitate cu cerințele impuse prin tratatul de la Maastricht, cu o inflație stabilizată și cu un curs de schimb relativ stabil.

Creșterea economică și consumul de energie din România au fost decuplate începând cu anul 1998, iar intensitatea energetică a economiei, măsurată prin consumul de energie primară pe unitate de produs intern brut, a scăzut în mod substanțial. După contractiile mari ale consumului de energie și economiei în anii 1990, PIB-ul a crescut cu 53% în perioada 2000-2011, în timp ce cererea de energie a rămas aproape constantă. Acest lucru s-a datorat în mare parte ajustărilor structurale ale economiei spre o valoare adăugată a producție și serviciilor mai mare și îmbunătățirii semnificative a eficienței energetice în industrie.

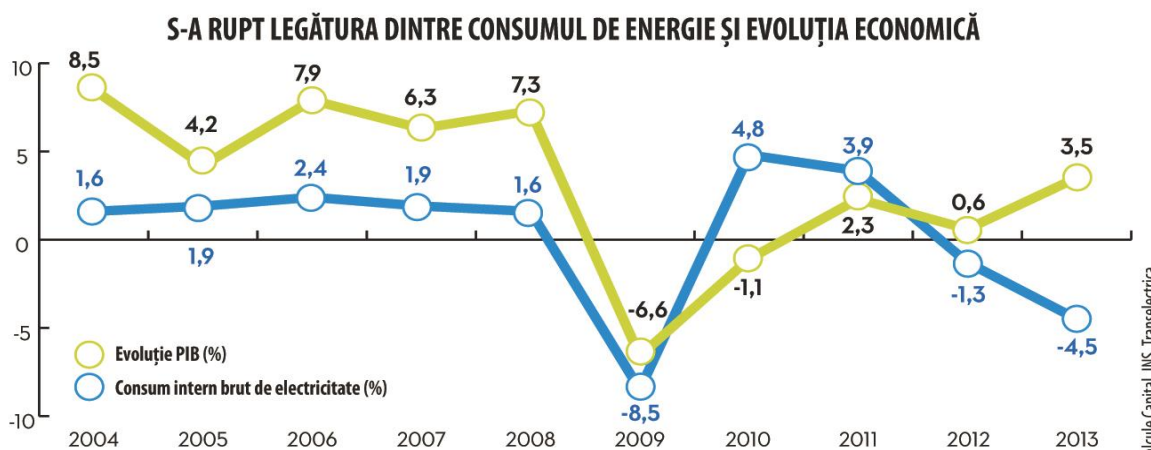
**Fig. 3.7. Evoluția PIB României 1950-2015**



Sursa: Universitatea Groningen, Olanda-2016

În teoria economică, cel mai relevant indicator folosit pentru evidențierea creșterii economice este produsul intern brut (PIB), corelat cu consumul de energie; În ultimii ani s-a observat o schimbare a trendului consumului de energie electrică ca suport al creșterii PIB.

**Fig.3.8. Evoluția PIB vs evoluția consumului de energie**



Dacă în primii ani de criză consumul de energie electrică era un indicator bun pentru evoluția economică, în ultimii doi ani cele două indicatoare sunt complet diferite

Sursa: Capital, INS, Transelectrica

Sursa: Capital, INS, Transelectrica

Scenariile luate în calculul prognozei de energie electrica:

- rata de creștere a consumului;
- schimbul de energie electrică cu alte sisteme;
- instalarea de capacități de producție noi și retragerea din exploatare a celor existente.

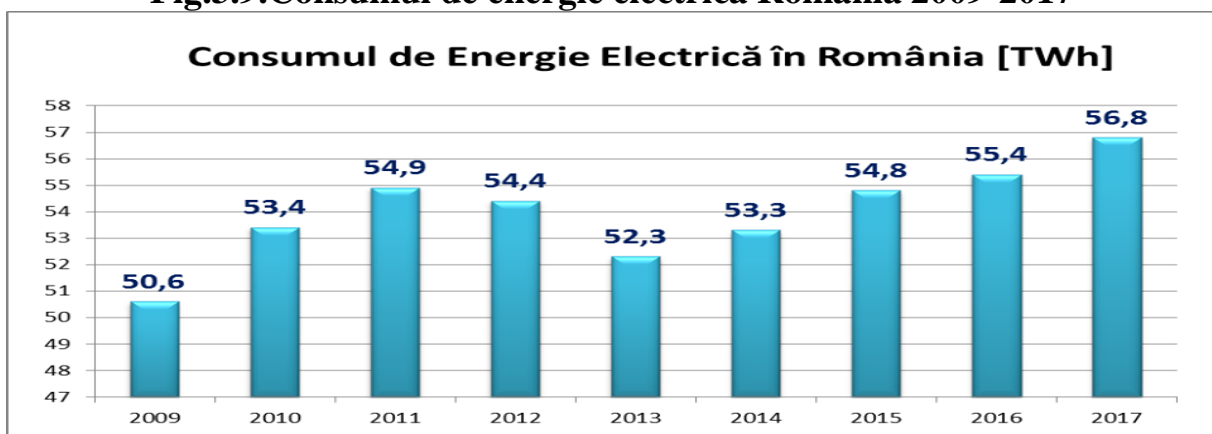
Aceste scenarii au rolul:

- de a evalua flexibilitatea soluțiilor de dezvoltare față de mai multe evoluții posibile;
- de a oferi criterii de ajustare ulterioară a planului de dezvoltare în funcție de evoluțiile din sistem.

Ministerul Energiei estimează în Strategia Națională o producția de energie în creștere cu 17,5%, până în 2030 adică un avans substanțial al producției de electricitate în următorii 15 ani, de la 56,8 MWh în 2017, la 72,77 MWh, în 2030.

Scenariul de referință din raportul Transelectrica (Planul de dezvoltare RET 2017-2027) estimează o creștere moderată a penetrării surselor regenerabile de energie și a noilor tehnologii de producere. Datele realizate până în noiembrie 2017 prefigurează o creștere medie anuală de cca. 2,5% a consumului net de energie electrică.

**Fig.3.9. Consumul de energie electrica Romania 2009-2017**



Sursa: entsoe.eu

Mix-ul energetic se va menține echilibrat, astfel:

**Fig.3.10. Prognoza producerii de energie electrica**

| PRODUCTIE ENERGIE ELECTRICA 2017-2050 [TWh]                                    |           |           |           |           |           |           |           |           |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
|  | 2017      | 2020      | 2025      | 2030      | 2035      | 2040      | 2045      | 2050      |
| <b>PRODUCTIA DE ENERGIE PE TIP DE SURSĂ [TWh]</b>                              | <b>63</b> | <b>69</b> | <b>72</b> | <b>77</b> | <b>83</b> | <b>84</b> | <b>85</b> | <b>86</b> |
| Nuclear  | 11.5      | 11.5      | 11.4      | 17.4      | 23.2      | 23.2      | 23.2      | 23.2      |
| Apă  | 14.4      | 15.8      | 17.5      | 17.6      | 17.6      | 17.6      | 17.6      | 17.6      |
| Eolian & solar   | 8.5       | 8.8       | 9.6       | 10.5      | 11.4      | 12.3      | 13.1      | 14.0      |
| Carbune  | 17.3      | 17.5      | 17.8      | 15.8      | 14.9      | 14.9      | 14.9      | 14.9      |
| Petrol   | 0.4       | 0.4       | 0.4       | 0.4       | 0.4       | 0.4       | 0.4       | 0.4       |
| Gaz  | 10.2      | 14.0      | 14.5      | 14.5      | 14.5      | 15.0      | 15.0      | 15.0      |
| Biomasă  | 0.4       | 0.9       | 0.9       | 0.9       | 0.9       | 0.9       | 0.9       | 0.9       |
| PONDEREA RESURSELOR ENERGETICE IN PRODUCTIA DE ENERGIE ELECTRICA 2017-2050 [%] |           |           |           |           |           |           |           |           |
| Nuclear [%]  | 18.3      | 16.7      | 15.8      | 22.5      | 28.0      | 27.5      | 27.2      | 26.9      |
| Apă [%]  | 23.0      | 22.9      | 24.3      | 22.8      | 21.2      | 20.9      | 20.7      | 20.5      |
| Eolian & solar [%]   | 13.5      | 12.7      | 13.3      | 13.6      | 13.7      | 14.6      | 15.4      | 16.3      |
| Cărbune [%]  | 27.5      | 25.4      | 24.7      | 20.5      | 18.0      | 17.7      | 17.5      | 17.3      |
| Petrol [%]   | 0.7       | 0.6       | 0.6       | 0.6       | 0.5       | 0.5       | 0.5       | 0.5       |
| Gaz [%]  | 16.3      | 20.3      | 20.1      | 18.8      | 17.5      | 17.8      | 17.6      | 17.4      |
| Biomasă [%]  | 0.7       | 1.3       | 1.2       | 1.1       | 1.1       | 1.0       | 1.0       | 1.0       |

Sursa: Strategia Energetica 2018-2030

În documentul CNR –CME „ Observații privind Strategia Energetică a României 2016-2030 cu perspectiva anului 2050” se precizează: Piața de energie electrică trebuie să ia în considerație, în mod echilibrat și optimizat, întregul mix de resurse, cu element central cărbunele energetic, care ar trebui să acopere cel puțin 30% din piață. În acest context, este necesar să se implementeze în România o componentă în cadrul pieței de energie electrică bazată pe „capacity mechanism”, care să poată asigura resursele financiare necesare menținerii în stare bună de funcționare a capacităților de producere a energiei pe cărbune capabile să funcționeze eficient în perioadele în care producția de energie electrică din surse regenerabile nu poate asigura producția necesară la nivelul capacității instalate.

### 3.4. Asigurarea serviciilor de sistem

În general centralele hidro au rolul de a acoperi o parte din zona de vârf a graficului de sarcină dar și din zona de bază a graficului de sarcină.

Pentru o CHE fără acumulare: indiferent de caracterul hidrologic al debitului afluent (ani ploioși, normali sau secetoși), funcționarea optimă a acestei centrale este în zona de bază.

Pentru o CHE cu acumulare este mai avantajoasă încadrarea în zona de vârf, deoarece se elimină pierderile și se obține un preț mai ridicat. Este avantajos și ca centrala, chiar dacă are acumulare, să funcționeze și în zona de bază a graficului de sarcină pentru că funcționează cu puterea instalată (puterea maximă).

Prin calitățile lor tehnice și economice (elasticitatea, fiabilitatea, preț de cost redus) centralele hidroelectrice sunt amenajări deosebit de adecvate pentru acoperirea cu precădere a zonei superioare a graficului de sarcină programat și pentru îndeplinirea operativă a serviciilor dinamice și cinematice de sistem.

În România, la acoperirea necesarului de putere de reglaj secundar participă și opt centrale hidroelectrice mari: Porțile de Fier I, Stejarul, Corbeni, Ciunget, Gâlceag, Șugag, Mărișelu și Retezat; puterea lor instalată însumează 2845 MW, din care o bandă totală de 400-550 MW este prevăzută pentru acest reglaj. Banda pentru reglaj primar disponibilă în CHE (cca. 115 centrale participante, cu o putere instalată de cca. 6000 MW) totalizează în jurul a 350 MW. Producția de energie electrică în hidrocentrale, denumită generic energie hidro, are numeroase particularități care influențează funcționarea întregului SEN

Timpul scurt de pornire și viteza mare de încărcare/descărcare a hidroagregatelor conferă flexibilitate în exploatare centralelor hidroelectrice care sunt principalele furnizoare de servicii tehnologice de sistem acoperind aprox. 80% Alt aspect legat de flexibilitate în exploatare a centralelor hidroelectrice este rolul centralelor hidro în profilarea curbei zilnice de sarcină (consum).

Variația sarcinii electrice într-un timp specificat, de obicei o zi (24 ore) se numeste **Curba de sarcină** și reprezintă energia necesară a fi alocată către consumatorii sistemului energetic. În cazul în care cantitatea de energie cerută de consumatori este mai mare sau mai mică decât cantitatea de energie livrată de producători, în rețea apar perturbații de tensiune și de frecvență, care pun în pericol funcționarea consumatorilor, ducând la avarii grave ale acestora.

Cantitatea de putere livrată (energie produsă) trebuie să fie egală, în orice moment cu cantitatea de putere consumată (energie consumată). Pentru a se putea realiza acest lucru, curba de sarcină a fost împărțită în mai multe zone de consum:

- zonă de bază – este zonă care trebuie asigurată în permanență; aici producătorii de energie sunt centralele termoelectrice și nuclearelectrice (centrale cu flexibilitate scăzută în pornire/oprire, care au o funcționare continuă, de obicei cu o putere constantă – CNE, CTE, centrale de cogenerare, CTE cu grupuri de condensatie, CHE pe firul apei);
- zona puterilor variabile - centralele au o funcționare intermitentă (cu întreruperi) și chiar în timpul funcționării puterea poate fi variabilă. Cu cât

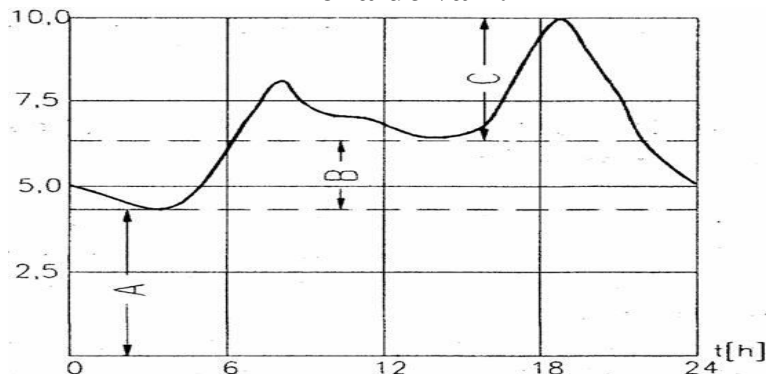
zona de încadrare se deplasează spre vârf, cu atât se reduce durata de funcționare zilnică.

Acoperirea zonei puterilor variabile de către alte centrale se poate face:

- în zona de semi-vârf - centrale termice în condensatie;
- în zona de vârf - centrale cu turbine cu gaze.

CHE funcționează eficient în zona de vârf dacă sunt centrale cu acumulare; CHE pe firul apei funcționează eficient în zona de bază a graficului de sarcină.

**Fig.3.11. Graficul de sarcina 24 h: A-zona de baza; B-zona de semi-varf; C-zona de varf.**



Centralele termoelectrice au o viteză de încărcare/descărcare mult mai mare decât centralele hidroelectrice ceea ce le situează funcționarea optimă în zona de bază a curbei de sarcină, zonele de vârf și intermediară a curbei de consum fiind acoperite, în principal, de centralele hidroelectrice. Acest lucru se realizează cu amenajările în cascada cu regularizare cel puțin zilnică.

Diferențele dintre zona de vârf și golul de noapte (cea mai descărcată zonă a curbei) variază în funcție de sezon și se situează în jurul valorii de 2000-2500 MW.

### 3.5 Sustenabilitatea CHEAP Tarnita-Lapustesti

Rolul unui CHEAP este de a acoperi o parte din zona de vârf a graficului de sarcină, consumând în zona de bază a graficului de sarcină. În plus asigură serviciile tehnologice de sistem, la nivelul producției și transportului, servicii care sunt elementele necesare pentru garantarea calității, securității și economiei furnizării de electricitate la barele colectoare de la granița dintre sistemul de transport și cel de distribuție, bazate pe:

- conceptul de calitate a serviciilor, asociat cu menținerea în limite acceptabile a nivelurilor de tensiune și frecvență la punctele de livrare.
- conceptul de securitate, legat de continuitatea furnizării.



- conceptul de economie, legat de furnizarea de electricitate la un cost minim.

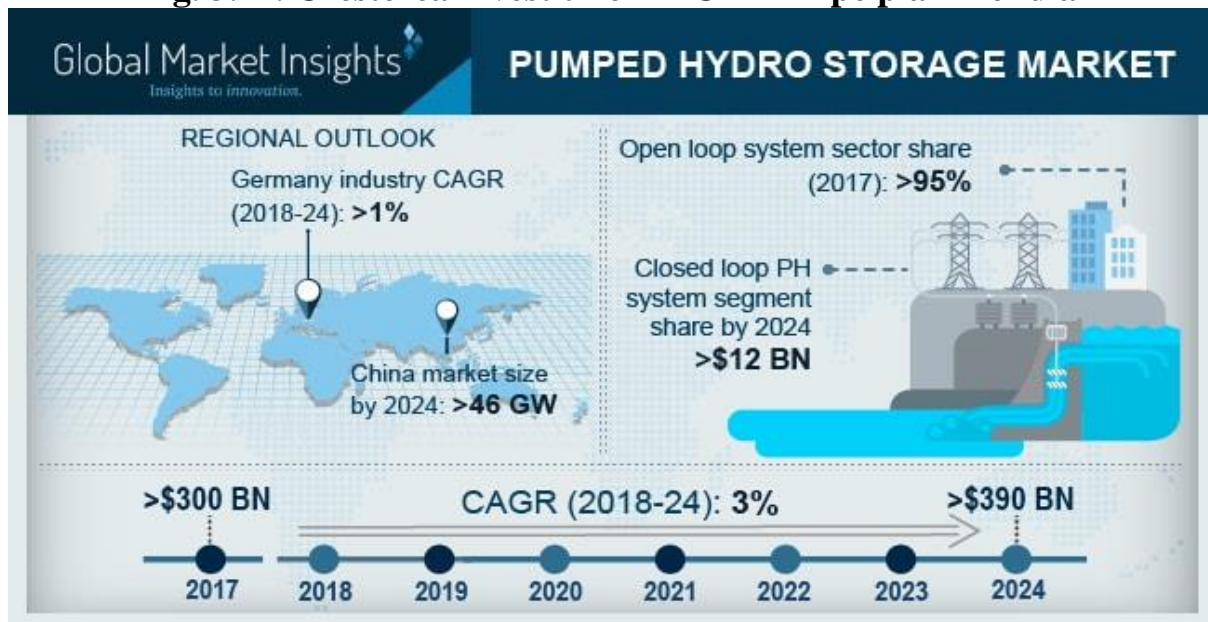
Compania de consultanta Global Market Insights a publicat un raport în august 2018 privind tendințele globale în dezvoltarea CHEAP în care arată că, până în 2024, piața globală totală a CHEAP va depăși 350 miliarde de euro investiții și 200 GW în capacitate instalată.

Raportul analizează tehnologia CHEAP pe regiune și sistem, - buclă deschisă, buclă închisă și tehnologii noi, luând în considerare actorii majori de piață, politicile și proiectele anunțate.

Raportul identifică diferite forțe de piață, implicate în dezvoltarea CHEAP pentru fiecare regiune:

- În SUA cele două forțe de piață principale sunt creșterea cererii pentru tehnologiile de stocare a rețelelor și creșterea cererii pentru un mix energetic mai durabil, adică dezvoltarea capacităților eoliene și solare
- În Europa, piața este favorizată prin sprijinirea politicilor guvernamentale de stocaj în timp ce reglementările împotriva emisiilor devin din ce în ce mai stricte.
- în regiunea Asia-Pacific, cele două principale forțe motrice sunt creșterea semnificativă a cererii de energie în viitor, securitatea energetică și fiabilitatea alimentării cu energie electrică.

**Fig. 3.12. Creșterea investițiilor în CHEAP pe plan mondial**



Sursa: GMI

Prin emiterea ORDONANȚEI nr. 28 din 28 august 2014 „privind unele măsuri pentru dezvoltarea infrastructurii de stocare a energiei electrice și de echilibrare a Sistemului electroenergetic național, prin construirea și operarea

centralelor hidroelectrice cu acumulare prin pompaj cu putere instalată mai mare de 15 MW”, Guvernul României vine în întâmpinarea investițiilor private în construcția și operarea CHEAP, declarând la modul clar: ”CHEAP constituie obiective de interes național și de utilitate publică,,(art.3)

Dezvoltarea capacităților de producție a energiei electrice care utilizează surse regenerabile și integrarea acestora în SEN a fost și va fi înlesnită, în mare măsură, de structura de producție a energiei electrice din România, respectiv de existența mixului de combustibil. Pentru asigurarea adecvanței sistemului și acoperirea în condiții de siguranță a cererii de energie electrică, este necesar să existe, în SEN, o anumită putere disponibilă asigurată de centrale, semnificativ mai mare decât puterea consumată la vârful de consum. Este obligatorie, de asemenea, menținerea în permanență, la dispoziția operatorului de sistem, a unei rezerve operaționale care să poată echilibra balanța la variațiile continue ale sarcinii și la declanșarea celui mai mare grup de producere a energiei electrice din sistem. Aceste variații au crescut considerabil în urma creșterii explozive a producției de energie electrică pe bază de surse regenerabile, disponibilitatea acestor producători de energie fiind limitată, iar producția necontrolabilă, capacitatea de rezervă asociată fiind absolut necesară pentru asigurarea adecvanței sistemului.

Nivelul pierderilor în rețea este influențat de distanța dintre centrele de producție și cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem și de volumul și destinația schimburilor de energie internaționale. Din acest punct de vedere, în zona de centru și N-V a țării, Complexul Energetic Hunedoara S.A. este singurul mare producător de energie electrică, cu o capacitate totală instalată de 1225 MW.

Proiectul ”**4M – Market Coupling**” de cuplare a piețelor din Cehia, Slovacia, Ungaria și România, lansat în 2014, va determina o creștere a fluxului transfrontalier la granița de Vest a României, cu implicații pozitive din punct de vedere al sursei de energie electrică din apropierea interfeței de schimb. Creșterea capacității de interconexiune frontaliere pe interfața de Vest a României, corelată cu reducerea pierderilor în Rețeaua Electrică de Transport, care sunt direct proporționale cu distanța dintre producători și consumatori, impun cu atât mai mult, în perspectivă, existența în zonă a unei capacități de producție și stocaj semnificative

#### 4. Principalele caracteristici tehnice, financiare și contractuale ale proiectului

România este singura țară europeană care, având condiții geomorfologice deosebit de favorabile pentru construcția și operarea centralelor cu acumulare prin pompaj, nu deține o astfel de centrală, cu toate că au existat preocupări încă din anul 1975, aceasta tip de centrală a fost și rămâne imperios necesară pentru SEN.

Având în vedere gradul mare de incertitudine privind evoluția cererii de energie electrică, a prețurilor combustibililor pe piața internațională, a cerințelor de mediu etc., în timp s-au analizat diferite scenarii de realizare a CHEAP, ținându-se seama de prognozele consumului de energie electrică și termică în cogenerare pe termen lung.

De asemenea, s-au luat în calcul și dinamica sectorului privind diversificarea resurselor de energie primară, re tehnologizarea și modernizarea sectorului, tehnologiile avansate de producere a energiei electrice și termice.

##### 4.1. Istoricul proiectului CHEAP Tarnița-Lăpușești

| Perioadă    | Activități  |
|-------------|---|
| 1975 - 1985 | ISPH realizează analize, studii de amplasament și studii de schemă pentru un proiect tip CHEAP.   |
| 1985 - 1988 | Alegerea amplasamentului actual (existență lacului inferior și a centrului de consum).  |
| 1988 - 1994 | Sunt solicitate și analizate cererile de ofertă pentru echipamentul energetic principal al CHEAP Tarnița-Lăpușești, primite de la competitori de talie internațională în domeniu precum Ansaldo GIE (Italia), Toshiba (Japonia), Alstom-Neyrpic (Franța), Hitachi (Japonia), Mitsubishi (Japonia).                |
| 1993        | I.S.P.H. și GEOTEC realizează Studiul geotehnic și hidrogeologic.<br>I.S.P.H. realizează Studiul de evaluare economică a funcțiilor CHEAP în SEN.<br>I.S.P.H. realizează Studiul de fezabilitate pentru CHEAP Tarnița – Lăpușești, varianta de echipare 4 x 250 MW. Studiul a fost avizat de Ministerul Mediului. |
| 1994        | I.S.P.H. realizează Studiul de fezabilitate pentru Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj (CHEAP) Tarnița – Lăpușești, varianta de echipare 4 x 250 MW.   |
| 1995        | Elaborarea studiilor de documentare privind echipamentul  |

|              |  |
|--------------|--|
|              | energetic și a modului de exploatare, de funcționare.<br>Elaborarea Caietelor de Sarcini pentru echipamente.   |
| 1999<br>2000 | - Institutul de Specialitate Electric Power Development Co. (E.P.D.C.) din Japonia a realizat, în baza unui grant acordat de guvernul japonez, un studiu bazat pe datele tehnice din documentațiile anterioare elaborate de I.S.P.H., studiu întocmit împreună cu Toshiba.   |
| 2003         | I.S.C.E. și I.S.P.H. au elaborat un studiu de fezabilitate pentru realizarea unei CHEAP la Tarnița – Lăpușești în care s-a analizat o variantă de echipare cu trei grupuri de câte 330 MW.   |
| 2007         | Consultantul IPA/ Verbund/ Poyry dezvoltă un studiu de fezabilitate în cadrul programului SEEREM al Băncii Mondiale din 2005, finanțat de BIRD.<br>Analiza se bazează pe soluțiile anterioare și schema de amenajare propuse de I.S.P.H. și E.P.D.C., cu mici modificări utile realizării obiectivului.  |
| 2008         | I.S.P.H. a actualizat studiul de fezabilitate, conform prevederilor HG 28/2008 (privind conținutul studiilor de fezabilitate pentru proiecte finanțate din fonduri publice).   |
| 2009         | Guvernul României a aprobat un Memorandum privind realizarea obiectivului de investiții Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpușești, memorandum care nu mai produce efecte juridice în prezent.   |
| 2010         | A fost angajat un consultant (consorțiu) în vederea pregătirii procesului de atragere a investitorilor, având ca lider Deloitte Consultanta S.R.L. Din consorțiu au făcut parte și Banca Comercială Română și HydroChina ZhongNan, iar subcontractorii au fost Mușat&Asociații Sparl, Herbert Smith, Knight Piesold și Tempo Advertising. În februarie 2014, contractul încheiat cu acest consorțiu a ajuns la termen și nu a mai fost prelungit de către părțile contractante.  |
| 2013         | Guvernul României a aprobat mai multe memorandumuri privind realizarea obiectivului de investiții Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj Tarnița-Lăpușești, de referință fiind Memorandumul din 4 septembrie 2013, Memorandumul din 16 octombrie 2013 și Memorandumul din 31 iulie 2014.<br>În luna noiembrie, în baza prevederilor Memorandumurilor aprobate de Guvern, a fost înființată societatea de proiect HIDRO TARNIȚA S.A., în scopul implementării Proiectului.<br>Potrivit Memorandumului din 4 septembrie 2013, societatea de proiect Hidro Tarnița SA se înființează inițial cu acționariat |

|                   |  |
|-------------------|--|
|                   | <p>format din societăți românești din domeniul energiei și își propune să atragă printr-o procedură competitivă investitori străini de profil.</p> <p>Societatea de proiect a fost înființată de către Electrica SA și Complexul Energetic Hunedoara SA (societăți la care statul era acționar unic) cu un capital social de 2 milioane euro.</p> <p>Ulterior, în urma divizării societății Electrica SA și altor operațiuni de capital între acționari, capitalul social al societății Hidro Tarnița SA este deținut în proporție de 99,358% de către Societatea de Administrare a Participațiilor Statului în Energie (SAPE SA) și 0,642% de către Complexul Energetic Hunedoara SA.</p> |
| 2014              | <p>În luna martie, I.S.P.H. a actualizat Studiul de Fezabilitate pe care îl elaborase în anul 2008 din punct de vedere al soluțiilor tehnice, al cerințelor din avizele obținute și a estimărilor de costuri.</p> <p>În luna iulie, HIDROELECTRICA S.A. a vândut către HIDRO TARNIȚA S.A. investiția în curs, constituită din documentațiile tehnice, economice și de altă natură, elaborate pentru fundamentarea, promovarea, aprobarea, autorizarea, atribuirea și realizarea proiectului, precum și din avizele și autorizațiile obținute pentru proiect cu acordul de transfer al Hidroelectrica.</p>  |
| 2015<br>-<br>2018 | <p>Societatea de proiect Hidro Tarnița SA a desfășurat activități specifice de pregătire a documentațiilor, avizelor, acordurilor și actelor de reglementare necesare implementării proiectului, valoarea acestor activități fiind adăugată la investiția în curs cumpărată în 2014 de la Hidroelectrica SA.</p> <p>La data de 31.12.2018, valoarea contabilă a investițiilor în curs înregistrate în activul societății de proiect Hidro Tarnița SA, pe obiectivul de investiții în curs „CHEAP Tarnița – Lăpuștești” este de 13.278.628,47 lei.</p>  |

## 4.2. Concluziile studiilor privind CHEAP Tarnița-Lapustesti

Obiectivul realizării unei centrale hidroelectrice de mare putere cu acumulare prin pompaj constituie încă din anul 1975 o preocupare prioritară a colectivelor de specialiști din cadrul Sistemului Energetic Național (SEN).

Astfel, în perioada anilor 1975 – 1985, Institutul de Studii și Proiectări Hidroenergetice a elaborat studii de teren, studii de amplasament și studii de schemă pentru realizarea unor centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj în România luându-se în calcul:

- necesitatea acoperirii vârfului de sarcină;
- creșterea continuă a cererii de energie;
- posibilitatea schimbului de energie cu sistemele energetice europene;
- intrarea în funcțiune a unităților nucleare de la CNE Cernavodă (5 x 700MW).

Au fost analizate mai multe amplasamente pe teritoriul țării noastre din care au fost selectate cca. 17 locații favorabile construcției unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj.

În 1993, I.S.P.H. a elaborat studiul de fezabilitate pentru CHEAP Tarnița – Lăpușești în care s-au stabilit specificațiile tehnice pentru construcții și pentru echipamentul electromecanic și s-a analizat eficiența economică a amenajării folosind aportul economic adus de evaluarea funcțiilor principale pe care le are CHEAP în SEN. Lucrarea, la nivelul acesta de proiectare, a primit avizul de principiu al Ministerului Mediului.

Din „Studiul de fezabilitate” elaborat de I.S.P.H. în decembrie 1993 a rezultat ca necesară din punct de vedere tehnic și economic, realizarea în cadrul Sistemului Energetic National al României, a unei amenajări cu acumulare prin pompaj, cu compensare săptămânală (cu 2 zile libere pe săptămână) și cu o capacitate instalată de 4 x 250 MW având lacul superior cu un volum de 10 mil. mc de apă. În „Studiul de fezabilitate” a fost analizată și varianta de 1000 MW în două etape de câte 500 MW (2 x 500 MW), variantă care a rezultat cu atât mai economică cu cât timpul dintre etape este de doar 2 ani.

În anul 1994, I.S.P.H. a elaborat „Studiul de fezabilitate pentru Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj (CHEAP) Tarnița - Lăpușești” atât pe baza variantei tehnico-economice selectate în cadrul studiului de fezabilitate – varianta de echipare 4 x 250 MW etapizată în două etape a câte 500 MW fiecare (2 x 500 MW), cât și pe baza ofertelor de echipare primite de la furnizorii potențiali nominalizați mai sus.

În perioada 1999 – 2000 Institutul de Specialitate Electric Power Development Co. (E.P.D.C.) din Japonia a realizat, în baza unui grant acordat de guvernul japonez, un studiu bazat pe datele tehnice din documentațiile anterioare elaborate de I.S.P.H., studiu întocmit împreună cu Toshiba, care a relansat interesul pentru proiectarea unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj la Tarnița – Lăpușești.

#### **4.2.1. Concluzii din Studiul EPDC.**

Studiul elaborat de EPDC pentru CHEAP Tarnița propune varianta cu lacul superior pe platoul Lăpușești de pe versantul stâng al râului Someșul Cald.

Varianta propusă prezintă parametrii principali, de cădere totală, debite de pompare și de turbinare la centrală, similari cu cei din studiul de fezabilitate elaborat de I.S.P.H. – S.A. în 1994 și aprobat de CONEL.

Din studiu rezultă că nivelul optim de realizare a CHEAP Tarnița-Lăpușești este de 1.000 MW cu o capacitate de exploatare de 5 ore continuu și este de dorit ca lucrarea să intre în funcțiune cât mai devreme. În cazul în care realizarea proiectului va fi divizată în două etape (etapa I - grupurile 1 și 2) se recomandă din punct de vedere al analizei financiare ca etapa II (grupurile 3 și 4) să fie terminată după 2 ani.

În studiul EPDC este prevăzut ca două din cele patru grupuri din centrală să fie cu viteză variabilă, ceea ce va permite eficiența funcției de control automat a frecvenței sistemului energetic național. Studiul EPDC consideră că proiectul CHEAP Tarnița-Lăpușești este fezabil tehnic și reprezintă un amplasament foarte avantajos din punct de vedere economic prin morfologia și structura geologică a versantului stâng, precum și prin existența lacului inferior.

În anul 2000 s-a recomandat Guvernului României și CONEL promovarea prioritara a acestei investiții la capacitatea maximă de instalare a puterii de 1000 MW, care se va putea susține ca eficiență economico-financiară prin cooperare cu țările vecine și, de asemenea, prin reglementările privind veniturile obținute din serviciile pe care această centrală le poate face pentru sistemul energetic național, sau al celor din țările vecine. Alte argumente prezentate în studiul EPDC în favoarea trecerii la realizarea CHEAP Tarnița-Lăpușești și punerea în funcțiune în anul 2010 sunt următoarele:

- reducerea consumului de gaz natural, care înseamnă import; 1000 MW în CHEP înlocuiesc capacități de 2000 MW în turbine cu gaze
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră datorită înlocuirii turbinelor pe gaz (dacă proiectul CHEAP Tarnița-Lăpușești nu s-ar realiza, rolul acestuia ar fi preluat de o centrală electrică cu turbine pe gaz și s-ar emite în atmosferă cca 682.000 t CO<sub>2</sub> pe an și 34,10 x 10<sup>6</sup> t CO<sub>2</sub> în 50 ani);
- valorificarea resurselor de energie regenerabilă prin creșterea producției de energie în centralele hidroelectrice clasice prevăzute cu lacuri mari de acumulare (exploatarea lor la nivele cât mai ridicate);
- se încadrează în strategia de dezvoltare a sistemului energetic național și de aderare la UCPTE, atât prin serviciile de sistem cât și prin reducerea consumului de combustibil în centralele termoelectrice care vor livra energia necesară pompării apei în rezervorul superior în orele de gol de sarcină;
- în amplasamentul proiectului nu sunt probleme de strămutări de populație

#### **4.2.2. Concluzii din Studiul IPA/Verbund:**

Din studiile preliminare legate de dezvoltarea pieței de electricitate din România și din Sud-Estul Europei a reieșit că o dimensiune rezonabilă a proiectului Tarnița cu acumulare prin pompaj ar fi o putere instalată ce se



situează între 500 MW și 1000 MW. Deoarece este dificil să se estimeze tendința de dezvoltare a pieței de electricitate pentru următorii 20 de ani, s-a luat decizia efectuării unui proiect în două etape.

Centrala electrică situată în caverna va fi echipată cu două seturi de turbine-pompe, fiecare cu o putere de 250 MW, fiecare set având circuitul său hidraulic (galerie forțată, centrală în cavernă, galerie de fugă). A fost propusă o soluție etapizată pentru a permite o adaptare flexibilă a proiectului la condițiile de piață din Europa de Sud-Est.

Drept rezultat al aderării României la UCTE, va crește interconectarea transportului cu țările învecinate, iar funcționarea pieței SE europene va crește semnificativ legăturile economice de piață în întreaga regiune.

Combinarea acestor factori ar putea permite centralei cu acumulare prin pompaj propuse să atingă niveluri mai ridicate ale venitului, datorită posibilității existenței unei cereri mai mari de flexibilitate a sistemului (energie de vârf și servicii auxiliare).

#### **4.2.3. Concluzii din Studiul elaborat de ISPH din 2008**

Din analiza comparativă a variantelor studiate în acest proiect a rezultat că varianta cu indicatorii cei mai buni este cea denumită "Varianta II- A", în care este prevăzută execuția lucrărilor în 7 ani cu realizarea obiectivului în două etape, echipare cu 4 x 250 MW grupuri reversibile clasice, cu PIF parțial (2 grupuri) la sfârșitul anului 5.

#### **4.2.4. Concluzii din Studiul elaborat de Deloitte din 2010**

În linii mari, studiul Deloitte afirma:

- pentru România, potențialul hidro reprezintă o alternativă durabilă de dezvoltare a sectorului energetic, având în vedere resursele limitate de materii prime energetice, precum și nevoia obținerii unei energii ieftine și care nu produce gaze cu efect de seră;
- proiectul CHEAPTarni/a-Lăpustești este esențial în contextul existenței unui portofoliu în creștere continuă cu producție necontrolabilă, care impune instalarea de capacități de echilibrare suplimentare, ce vor fi retribuite pe piețe de servicii tehnologice de sistem, piețe de capacități, dar și pe piața de echilibrare;
- centrala ar fi un furnizor strategic de servicii energetice/servicii de sistem în partea de nord-vest a României, o zonă cu deficit de generare de energie electrică.
- CHEAP Tarnița-Lăpustești ar deveni un furnizor important de servicii de sistem în România și, posibil, în câteva țări vecine.

#### 4.2.5. Concluzii din Studiul elaborat de ISPH în anul 2014

Studiul de fezabilitate verifică și aprobă concluziile studiilor anterioare și îmbunătățesc proiectul inițial, adoptând o soluție cu două fire pentru galeria de mare presiune soluție care ar permite și etapizarea proiectului

#### Comparație a studiilor relevante pentru proiectul CHEAP Tarnița – Lăpustești

| Descriere                               | SF EPDC<br>1999<br>4x250 MW<br>(mii euro) | SF ISCE-<br>2003<br>4x250MW<br>(mii euro) | SF ISPH<br>2008<br>4x250MW<br>(mii euro) | SF ISPH<br>2014<br>4x250 MW<br>(mii euro) |
|---|---|---|--|---|
| Total constructii                       | 154.700                                   | 313.000                                   | 510.849                                  | 446.759                                   |
| Total echipamente                       | 260.700                                   | 308.000                                   | 316.778                                  | 369.954                                   |
| Evacuarea puterii                       | 75.000                                    | 83.000                                    | 135.000                                  | 149.200                                   |
| Proiectare si as.tehnica                | 48.800                                    | 33.000                                    | 50.373                                   | 50.517                                    |
| Alte costuri                            | 60.800                                    | 108.000                                   | 151.000                                  | 130.200                                   |
| <b>TOTAL INVESTITIE</b>                 | <b>600.000</b>                            | <b>845.000</b>                            | <b>1.164.000</b>                         | <b>1.150.500</b>                          |
| Comparatie                              | SF EPDC-<br>Japan                         | SF ISCE                                   | SF ISPH<br>2008                          | SF ISPH<br>2014                           |
| Cel mai bun amplasament                 | Tarnita-<br>Lapustesti                    | Tarnita-<br>Lapustesti                    | Tarnita-<br>Lapustesti                   | Tarnita-<br>Lapustesti                    |
| Putere instalata (MW)                   | 1000                                      | 1000                                      | 1000                                     | 1000                                      |
| Echipare turbine reversibile            | Francis                                   | Francis                                   | Francis                                  | Francis                                   |
| Ciclu de pompaj                         | saptamanal                                | saptamanal                                | saptamanal                               | saptamanal                                |
| Rezervor superior Lapustesti –cota mNNR | 1085                                      | 1085                                      | 1085                                     | 1085                                      |
| Rezervor inferior Tarnita –cota mNNR    | 521,5                                     | 521,5                                     | 521,5                                    | 521,5                                     |
| Inaltime rezervor superior              | 45  | 45  | 40                                       | 40  |
| Cota baraj-mNNR                         | 1088                                      | 1088                                      | 1086,5                                   | 1086,5                                    |
| Capacitate de stocaj – mil.mc           | 10  | 10  | 10                                       | 10  |
| Priza –tip’ poligonal ‘-buc             | 1   | 1   | 1  | 2   |
| Centrala subterana (m)                  | L=157, l=22,<br>H=45                      | L=120 l=23,<br>H=47                       | L=120 l=23,<br>H=48                      | L=120 l=23,<br>H=48                       |
| Camera trafo                            | L=126, l=15,<br>H=20                      | L=117 l=19,<br>H=25                       | L=117<br>l=19,H=48                       | L=117,l=19,<br>H=48                       |
| Galeria de mare presiune–ml             | 1100                                      | 1100                                      | 1100                                     | 2 fire x 1100                             |

|                                   |         |            |         |         |
|-----------------------------------|---------|------------|---------|---------|
| Diametru gal.de mare presiune -ml | 6       | 6          | 6       | 4,3     |
| Galeria de fuga -ml               | 2 x1350 | 2<br>x1350 | 2 x1350 | 2 x1350 |
| Diametru galerie de fuga -ml      | 6,2     | 6,2        | 6,2     | 6,2     |

### 4.3 Descrierea proiectului în contextul amenajării hidroenergetice a râului Someș

În studiile anterioare s-au avut în vedere mai multe amplasamente (cca 17) și s-a ales varianta optimă a CHEAP în județul Cluj, la cca. 30 km de Municipiul Cluj – Napoca, pe versantul stâng al văii Someșului Cald, în dreptul lacului de acumulare Tarnița, care servește ca rezervor inferior, și al localității Lăpuștești, situată pe platoul cu același nume, la cota 1030 – 1090 mdM.

În principal schema de amenajare se compune dintr-un rezervor superior, lacul Lăpuștești care trebuie realizat și dintr-un rezervor inferior existent - lacul Tarnița. Rezervorul inferior are un volum de 74 mil.mc din care un volum util de 15 mil.mc – deasupra nivelului minim de exploatare de 514 mdM deci utilizabil pentru centrala de pompaj -521 mdM fiind nivelul retenției normale

| Parametrul  | U.M.                | Valoarea   |
|---|---------------------|------------|
| • NNR rezervor superior (ac. Lăpuștești)            | mdM                 | 1.086,00   |
| • Nivel centru de greutate (ac. Lăpuștești)         | mdM                 | 1.071,00   |
| • Nivel minim rezervor superior (ac. Lăpuștești)    | mdM                 | 1.053,50   |
| • NNR rezervor inferior (ac. Tarnița)               | mdM                 | 521,50     |
| • Nivel centru de greutate (ac. Tarnița)            | mdM                 | 518,00     |
| • Nivel minim de exploatare energetic (ac. Tarnița) | mdM                 | 514,00     |
| • Volum rezervor superior (ac. Lăpuștești)          | mil. m <sup>3</sup> | 10,00      |
| • Cădere brută maximă (1086-514)                    | m                   | 572,00     |
| • Cădere brută medie (1086-521,50)                  | m                   | 564,50     |
| • Cădere brută minimă (1053,50-521,50)              | m                   | 532,00     |
| • Debit maxim la turbinare                          | m <sup>3</sup> /s   | 4 x 53     |
| • Debit maxim la pompare                            | m <sup>3</sup> /s   | 4 x 38     |
| • Echipare: 4 grupuri reversibile pompă-turbină:    |                     |            |
| - în regim de generator                             | MVA                 | 4 x 280    |
| - în regim de motor                                 | MW                  | 4 x 250    |
| • Putere instalată                                  | MW                  | 1.000      |
| • Ciclu de pompaj                                   |                     | săptămânal |
| Media precipitațiilor în România                    | mm/an               | 637        |

|                               |       |     |
|-------------------------------|-------|-----|
| Media precipitatiilor in zona | mm/an | 900 |
| Media evaporarii in zona      | mm/an | 500 |

Avantajele amplasamentului sunt reprezentate prin:

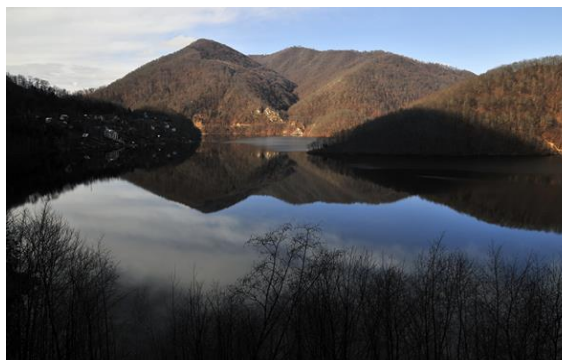
- existența rezervorului inferior – acumularea Tarnița cu NNR = 521,50 mdM și NmE = 514,00 mdM;**(reducerea costurilor de investitie cu 30%)**
- existența platoului Lăpuștești la cota medie 1070 mdM pe versantul stâng al râului Someșul Cald, adiacent acumulării existente Tarnița, platou adecvat realizării rezervorului superior (acumularea Lăpuștești);
- posibilitatea obținerii unei căderi brute medii de 564,5 m între rezervorul superior și rezervorul inferior, care permite reducerea volumului rezervorului superior

#### 4.3.1. Obiectele principale ale CHEAP

Proiectul CHEAP Tarnița – Lăpuștești se compune din următoarele obiecte principale:

1) **Rezervorul Superior** (acumularea Lăpuștești) cu un volum de 10 mil. mc amplasat pe platoul Lăpuștești (NNR 1086,00 mdM) și realizat prin săpătură și îndiguiuri astfel încât volumul săpăturilor să fie apropiat ca valoare cu cel al umpluturilor din diguri;

**Fig.4.1** Platoul Lăpuștești



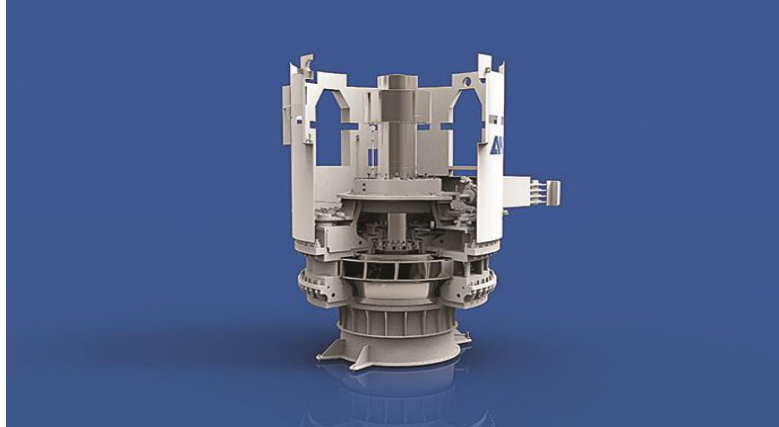
**Fig.4.2.** Lacul Tarnița

2) **Rezervorul Inferior** (acumularea Tarnița) cu un volum util de 15 mil. Mc din totalul de 70 milioane mc, obiectiv existent, amplasat pe râul Someșul Cald la cota talveg 441,00 mdM și realizat de barajul Tarnița din beton armat în dublu arc (NNR la cota 521,50 mdM și Niv. min. de expl. la cota 514,00 mdM);

3) **Centrala**, o construcție subterană amplasată în versantul stâng al acumulării Tarnița, compusă din caverna sălii mașinilor și caverna trafo având galerii de acces și de legătură între ele, galerii pentru aspiratori, puțuri pentru vane, galerie

de cable și acces personal exploatare. Echipamentele electromecanice 4 grupuri reversibile de 250 MW fiecare.

**Fig.4.3. Macheta -Grup reversibil turbina-pompa**



Sursa:Andritz

4)**Derivațiile**, reprezentând uvrajele de transport hidraulic între rezervorul superior și centrală și între centrală și rezervorul inferior, compuse din:

- galeria de mare presiune (2 fire), construcție subterană înclinată la  $45^\circ$  între rezervorul superior și clădirea centralei (Lungime: 2 fire x 1096 m; Diametru  $\varnothing = 4,30$  m);
- galeriile de mică presiune (2 fire), construcții subterane necesare evacuării apei turbinate și aspirației apei pompate (Lungime: 2 fire x 1.325 m; D,  $\varnothing = 6,20$  m).

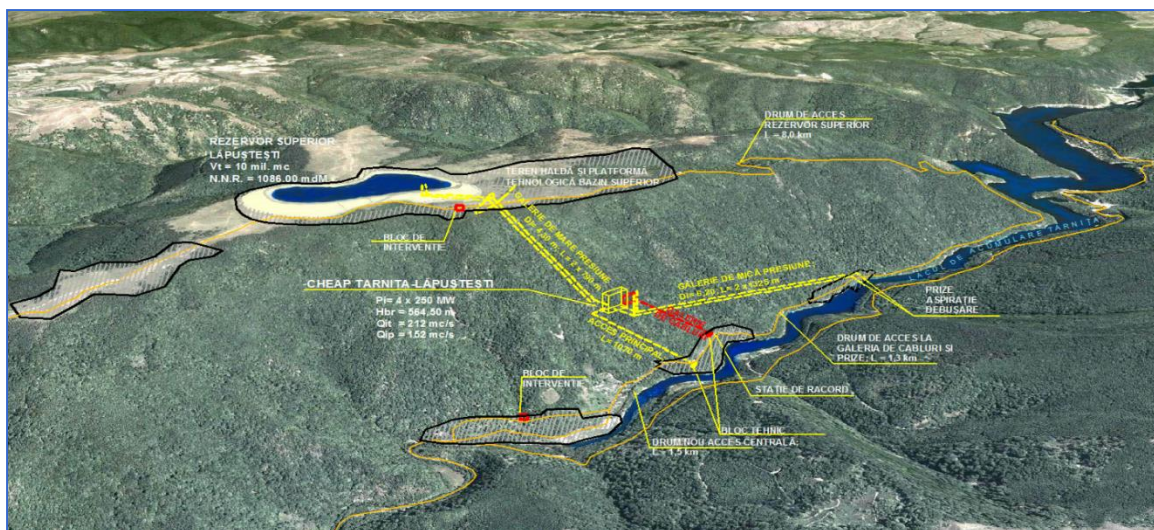
#### **4.3.2. Caracteristici funcționale**

Fiind o centrală hidroelectrică, CHEAP are manevrabilitate ridicată și astfel este capabilă să răspundă prompt la fluctuațiile de sarcină. Perioada de funcționare în regim de turbinare depinde de durata perioadei de vârf de sarcină și de consumul din timpul zilei.

Perioada de funcționare în regim de pompare depinde de durata perioadei de gol de sarcină din timpul nopții și în zilele nelucrătoare. Ecartul acestei perioade de funcționare (regim pompă – turbină) a determinat volumul rezervorului superior (10 mil.mc).

Debitul hidroagregatului este diferit în regim de turbinare față de cel din regim de pompare. Pentru a preîntâmpina șocuri hidraulice în regimul de pompare, cauzate de unele disfuncționalități ce pot apărea la sursa de energie nucleară, termică, eoliană, este necesar ca hidroagregatul turbină – pompă să fie înzestrat cu capacitate de reglare a sarcinii absorbite.

**Fig.4.4. Plan sinoptic CHEAP Tarnița-Lăpustești**



Sursa: ISPH

### 4.3.3. Contextul general al amplasamentului și operării CHEAP Tarnița-Lăpustești

#### 4.3.3.1. Amenajarea hidroenergetică a râului Someș

Bazinul hidrografic al Someșului este reprezentat de o cascadă de hidrocentrale realizată în 8 trepte, constând din 5 baraje, 8 centrale hidroelectrice și peste 30 km de aducțiuni principale și secundare. Volumul de apă acumulat în cele 5 lacuri de acumulare este de cca. 290 milioane mc.

Cele 8 centrale hidroelectrice au o putere instalată de 300 MW și produc energie electrică de 534 milioane KWh, într-un an hidrologic mediu. Prima treaptă în cascadă este alcatuită din barajul cu Lacul de acumulare Fântânele și Centrala Hidroelectrică Mărișelu.

**Barajul Fântânele** este amplasat pe râul Someșul Cald, aval de localitatea Beliș, la confluența cu pâraul Bătrâna pe versantul stâng și în amonte de confluența cu Valea Rea pe versantul drept. Accesul la baraj, dinspre Cluj, se face pe DN Cluj-Huedin și apoi pe drum comunal: Huedin-Calatele-Beliș-Fântânele-Albac, sau pe drumul Cluj-Gilău-Tarnița-Mărișelu-Fântânele-Beliș. Barajul are o înălțime de 92 m, fiind executat din anrocamente cu masca din beton armat pe paramentul amonte. Lacul de acumulare Fântânele are un volum total de cca. 213 milioane mc, ce permite regularizarea multianuală a unui debit mediu de cca. 12mc/s, producerea de energie electrică, oferind totodată și funcția de protecție contra viiturilor. Prelucrarea debitelor se face în centrală subterană Mărișelu.



**Fig. 4.5. Lacul Fântânele**



Sursa: Hidroelectrică

**Centrala hidroelectrică Mărișelu**-de tip subteran ,este amplasată la cca 300 m amonte de confluența Someșului Cald cu pârâul Leșu, accesul principal fiind asigurat printr-o galerie auto cu cale unică.

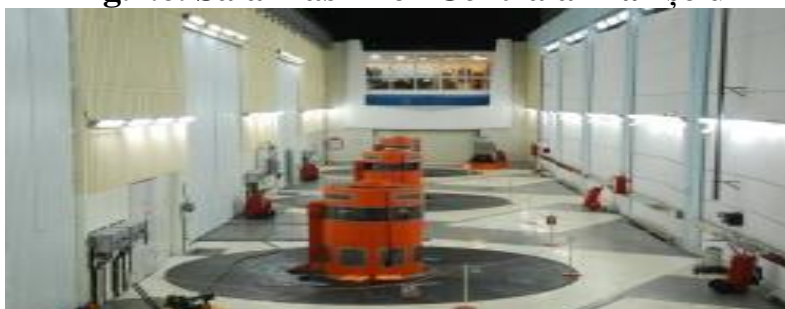
Centrala este echipată cu 3 hidroagregate, acționate de turbine Francis de fabricație românească, având o putere unitară de 75 MW care asigură producerea unei energii anuale de 390 GWh și permite furnizarea serviciilor de sistem la parametri optimi.

Prin intermediul stației electrice de 220 kV, energia produsă este livrată în sistemul energetic național. CHE Mărișelu a fost proiectată să funcționeze în orele de vârf de sarcină a SEN; apa turbinată de aceasta debuzează în acumulatorul Tarnița prin intermediul unei galerii de fugă subterană în care curgerea are loc cu suprafața liberă, debuzarea făcându-se la o cota superioară nivelului de retenție normal din lacul Tarnița (NNR = 521,50 mdM);

De precizat că, în prezent, CHE Mărișelu este calificată pentru efectuarea de servicii de sistem și că în acumulatorul Fântânele sunt definite următoarele :

- cote de antenționare - cote sub care, de regulă, nu se mai poate face oferta comercială;
- cote de siguranță - cote ce trebuie menținute pentru siguranța SEN;

**Fig.4.6. Sala mașinilor Centrala Mărișelu**





Sursa: Hidroelectrică

**Acumularea Tarnița** (volumul util al acumularii,  $V_u = 14,6$  mil. mc) este a doua acumulare ca mărime și importanță, după acumularea Fântânele, cu rolul de a prelua diferențele de bazin pe perioada de viitură (în restul anului aceasta este foarte mică) și de a satisface practic în mod continuu necesitățile de apă din aval cu un debit de apă cvasiconstant,  $Q \sim 9$  mc/s (debitul de servitute de minim 6,0 mc/s pe raul Someșul Mic în secțiunea Cluj-Napoca și cca. 3,0 mc/s necesarul aval de apă potabilă și industrială).

**Fig.4.7. Lacul Tarnița**



Sursa CHE Tarnița

Se precizează ca CHE Tarnița trebuie să funcționeze în mod obligatoriu la un interval de 2 zile (în mod excepțional la 3 zile), pentru a asigura utilităților; această funcționare este necesară pentru :

- volumului util scăzut existent în acumularea Someșul Cald, din aval de Tarnița care se exploatează în mod normal între 440,50 - 441, 00 mdM (NNR) ;
- evitarea colmatării acumulării Gilău, care alimentează cu apă uzina de apă a municipiului Cluj – Napoca cât și a altor localități aval.

Deoarece debitele de apă din bazinul Someșul Rece și din bazinul Iara sunt derivate în acumulările Fântânele și Tarnița, practic acumularea Tarnița asigură debitul de 9,0 mc/s, acumulările din aval având doar rolul de a regulariza debitul uzinat de CHE Tarnița, în aval de aceasta central nu mai există aport de debit suplimentar. CHE Tarnița a fost proiectată să funcționeze în orele de vârf de sarcină a SEN; ea produce cca. 80 GWh/an, la nivelul normal de retenție  $NNR = 521,5$ mdM Acumulările și centralele din avalul CHE Tarnița nu pot fi influențate negativ de existența CHEAP Lăpustești; practic ele vor avea același regim de exploatare ca și în prezent.

S-au analizat funcționarea hidroagregatelor în regim de pompare și turbinare pentru diferite variante de exploatare care au fost departajate din punct de vedere al eficienței energetice, după criteriul de eficiență energetică al CHEAP (coeficient de recuperare,  $a = \text{energie turbinată} / \text{energie consumată la pompare}$ ), utilizat pentru studiile de specialitate. În aceste condiții de exploatare, la funcționarea cu toate hidroagregatele a CHEAP Lăpustești variațiile de nivel mai scăzute în acumularea Tarnița conduc la pierderi de energie neglijabile, sub 1GWh/an.

Amenajarea Hidroenergetică Someșul Cald, a treia treaptă din cascadă, cuprinde în principal barajul și lacul de acumulare, precum și centrala hidroelectrică. Barajul Someșul Cald, amplasat pe râul Someșul Cald, este un baraj de greutate din beton, având înălțimea de 33,5 m și o lungime la coronament de cca. 130 m. Lacul de acumulare Someșul Cald, cu un volum total de cca. 7,5 milioane mc, constituie și o sursă de alimentare cu apă pentru stația de tratare Gilău, ce furnizează apa potabilă și industrială municipiului Cluj-Napoca.

Centrala Hidroelectrică Someșul Cald este o centrala amplasată la piciorul barajului, cu infrastructura circuitului hidraulic îngropată și numai de la nivelul sălii mașinilor fiind supraterană. Este echipată cu un grup de tip Kaplan cu ax vertical de 12 MW. Regimul de funcționare este dependent de regimul de funcționare al centralei Tarnița, capacitatea de atenuare a lacului Someșul Cald fiind redusă.

Studiile de fezabilitate au analizat influența funcționării CHEAP Tarnița – Lăpustești asupra sistemului existent pe Someșul Cald și necesitatea coordonării în funcționare cu CHE Mărișelu, Tarnița, Someșul Cald, Gilau 1, 2, Florești 1, 2, Cluj 1, cu toate implicațiile tehnico – economice ce decurg din aceasta.

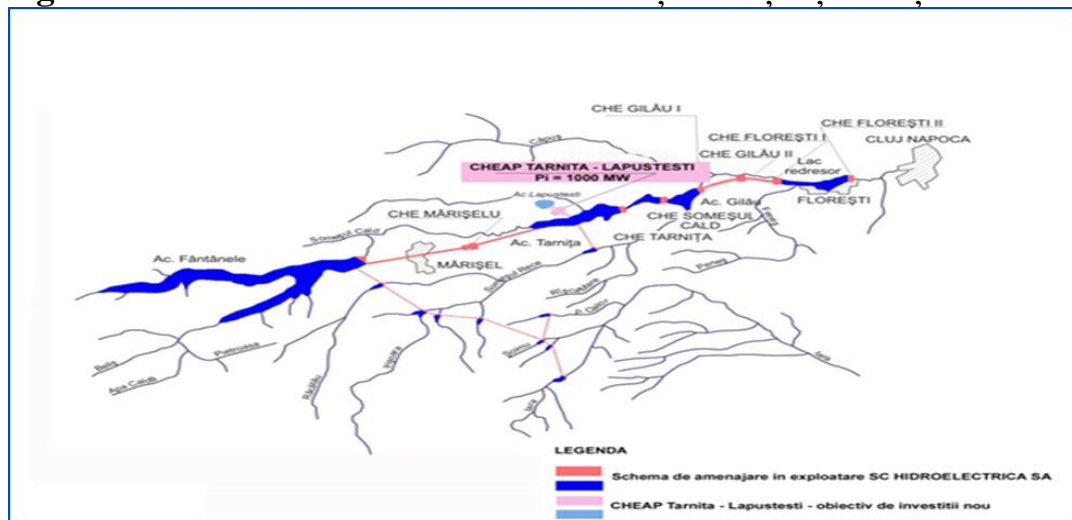
Intrarea în exploatare a CHEAP Tarnița –Lăpustești poate prelua unele atribuții de sistem realizate în prezent de CHE Mărișelu, iar volumele de apă, păstrate în prezent în acumularea Fântânele pentru servicii de sistem, vor putea fi utilizate în special pentru producerea de energie de zi și vor aduce beneficii pe întreaga cascadă prin valorificarea energiei suplimentare produsă și alimentării cu apă .În ceea ce privește celelalte funcțiuni : regularizări de debite, atenuări de viitura, asigurarea debitelor de servitute și apa potabilă, nu apar modificări importante în cazul intrării în exploatare a CHEAP Lăpustești, deoarece acest tip de amenajare nu este consumator de apă și nu intervine în hidrologia zonei.

#### **4.3.3.2. Concluzii**

Apariția CHEAP Tarnița – Lăpustești influențează într-o mică măsură funcționarea cascadei hidroenergetice Someșul. Este absolut necesar să fie gândita o optimizare și funcționare în tandem a CHE Tarnița în funcție de nivelurile de exploatarea ale CHEAP Tarnița – Lăpustești.

În ceea ce privește pierderile în sistem, datorită funcționării CHEAP Tarnița – Lăpustești, acestea se localizează la CHE Tarnița; ele se datorează exploatării acumulatorii Tarnița la niveluri ceva mai scăzute față de cele din prezent și se estimează la maxim 1,0 GWh/an, neglijabil față de avantajele CHEAP Tarnița – Lăpustești, pentru SEN.

**Fig.4.8. Schema monofilară a AHE Someș-Mărișel și locația CHEAP**



Între cota 900,00 mdM (Fântânele) și cota 441,00 mdM (Tarnița) s-a amenajat potențialul hidroenergetic în două trepte de cădere CHE Mărișelu și CHE Tarnița, cu următoarele caracteristici principale

Tabelul 4.1

| Parametri                                  | CHE Mărișelu | CHE Tarnița |
|--|--------------|-------------|
| Cota amonte (NNR) (mdM)                    | 991,00       | 521,50      |
| Cota aval (mdM)                            | 521,50       | 441,00      |
| Cădere brută (m)                           | 469,50       | 80,50       |
| Debit mediu captat (m <sup>3</sup> /s)     | 12,7         | 14,9        |
| Debit instalat (m <sup>3</sup> /s)         | 60,0         | 68,0        |
| Putere instalată (MW)                      | 220,0        | 45,0        |
| Producție medie anuală de energie (GWh/an) | 390,0        | 80,0        |
| Echipare (număr și tip grupuri)            | 3 Francis    | 2 Francis   |
| Anul punerii în funcțiune (PIF)            | 1977         | 1974        |
| Volum util acumulare (mil.)                | 200          | 15          |

|     |  |  |
|-----|--|--|
| m3) |  |  |
|-----|--|--|

În aval de CHE Tarnița, între cotele 441,00 mdM și 362,00 mdM, s-au realizat 6 trepte de cădere (5 CHE și 1 CHEMP) cu următoarele caracteristici principale :

| Parametri                                  | CHE Someșul Cald | CHE Gilău I                        | CHE Gilău II                       | CHE Florești I                     | CHE Florești II   | CHEMP Cluj I      |
|--|------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Cota amonte (mdM)                          | 441,00           | 420,00                             | 405,00                             | 389,50                             | 374,00            | 347,30            |
| Cota aval (mdM)                            | 420,00           | 405,00                             | 389,50                             | 374,00                             | 367,00            | 341,60            |
| Cădere brută (m)                           | 21,00            | 15,00                              | 15,50                              | 15,50                              | 7,00              | 5,70              |
| Debit instalat (m3/s)                      | 70,00            | 60,00                              | 60,00                              | 60,00                              | 27,00             | 24,00             |
| Putere instalată (MW)                      | 12,00            | 6,90                               | 6,90                               | 6,90                               | 1,30              | 0,94              |
| Producție medie anuală de energie (GWh/an) | 19,40            | 11,60                              | 12,20                              | 12,20                              | 5,20              | 3,80              |
| Echipare (nr. grupuri, tip)                | 1 KVB<br>13÷21   | 1 KVB<br>6÷15<br>2<br>EOS/110<br>0 | 1 KVB<br>6÷15<br>2<br>EOS/110<br>0 | 1 KVB<br>6÷15<br>2<br>EOS/110<br>0 | 6<br>EOS/110<br>0 | 6<br>EOS/110<br>0 |
| Anul PIF                                   | 1983             | 1977                               | 1986                               | 1987                               | 1986              | 1988              |

Din calculele de specialitate rezulta că se recuperează integral capitalul investit în toate variantele analizate. Alegerea finală a variantei constructive trebuie să țină cont și de modul de intrare în sistem a centralei hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, precum și de ultimele evoluții ale rețelei de 400 kV din zonă, a pieței de energie și a serviciilor energetice.

**Fig.4.9. Centrala și barajul Tarnița**



Sursa: Hidroelectrică

Amplasamentul investiției se desfășoară pe teritoriul administrativ a patru comune din județul Cluj și anume: Râșca, Căpușu Mare, Mărișel și Gilău, în cea mai mare parte în extravilanul acestora.

#### **4.4 Date tehnice, juridice, studii suport, volume de lucrări**

##### **a) Zona și amplasamentul**

Centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj se amplasează în județul Cluj la cca 30 km de municipiul Cluj-Napoca, pe valea râului Someșul Cald în versantul stâng adiacent acumularii Tarnița, existentă, și în apropierea localității Lăpușești situată pe platoul versantului la o diferență de nivel de cca 550 m față de nivelul maxim al acumularii Tarnița. Obiectivul de investiție se află în proximitatea amenajării existente CHE Tarnița.

##### **b) Statutul juridic al terenului care urmează să fie ocupat**

SC INTER PROIECT SRL Cluj-Napoca a întocmit „Planul Urbanistic Zonal CHEAP Tarnița – Lăpușești - obiectiv de interes național”. Această documentație de urbanism/amenajare a teritoriului a fost însușită de beneficiar și a primit din partea Consiliului Județean Cluj - Avizul Arhitectului Șef Favorabil nr. 27 / 21.12.2012.

La momentul elaborării (septembrie 2012) și la nivelul de detaliere specific unei astfel de documentații, s-au constatat următoarele:

- investiția urmează a se realiza pe teritoriul administrativ al comunelor Râșca, Căpușu Mare, Mărișel și Gilău din jud. Cluj, în cea mai mare parte în extravilanul acestora;
- folosința terenurilor afectate de investiție este diversă: păduri, zone cu vegetație (tufăriș și mărăciniș, pășuni împădurite), agricol (pășuni, fânețe, arabil), altele (neproductiv, ape, drumuri);
- terenurile respective se află atât în proprietate publică, cât și în proprietate privată.

Sarcina identificării proprietarilor și deținătorilor terenurilor respective, indiferent de categoria de folosință, revine beneficiarului. În ceea ce privește terenurile aflate în fondul forestier național, în documentația de scoatere din circuitul silvic vor trebui precizate cu exactitate amplasamentele acestora (ocol silvic /U.P./u.a.). Studiul de fezabilitate întocmit de ISPH în 2008 pentru CHEAP Tarnița – Lăpușești a avut modificări aduse prin PUZ-ul mai sus menționat.

Modificările aduse studiului de fezabilitate au rezultat atât în urma discuțiilor purtate în cadrul Comisiei de Urbanism și Amenajare a Teritoriului din cadrul Consiliului Județean Cluj cât și în urma discuțiilor avute cu diverșii avizatori.

Elaboratorul consideră că modificările aduse studiului de fezabilitate au menirea de a aduce atât o corelare a acestuia cu situația din teritoriu cât și o optimizare a desfășurării spațiale a obiectivelor investiției, pentru o optimă integrare a acestora în zona desemnată.

Aceste modificări au avut implicații asupra valorilor suprafețelor de teren necesare realizării obiectivului și sunt următoarele:

- prin SF se propunea realizarea la coada lacului Tarnița, până la cota 550 mdM a unei halde care să primească roca excavată pentru realizarea construcțiilor subterane și de la suprafață cu volumul total de cca. 600.000 m<sup>3</sup>; acest lucru presupunea devierea atât a drumului județean cât și a Someșului Cald prin canalizarea acestuia printr-un tunel de cca. 210 m lungime cu un diametru de 3,9 m - Prin PUZ se propune transformarea haldei permanente într-o zonă de depozitare provizorie a rocii cu suprafața de 47.352 mp. Ulterior roca va fi utilizată pentru îmbrăcăminte rutieră sau alte scopuri.
- volumul de roca de 600 000 m<sup>3</sup> nu va fi regăsit în totalitate în haldă în același timp, deoarece capacitatea de stocare a amplasamentului este de cca 250.000 m<sup>3</sup>. Pe măsură ce se va depozita sterilul în haldă acesta trebuie evacuat și folosit pentru îmbrăcăminte rutieră sau alte scopuri, funcție de oportunitățile apărute la momentul respectiv. În final zona va fi redată în circuit.
- cele două halde de steril de pe platoul Lăpușești a fost prevăzut a fi amplasate în nordul, respectiv nord-estul rezervorului superior fiind astfel alterată o suprafață importantă inclusiv prin defrișarea unei suprafețe importante de pădure - prin PUZ cele două halde au fost comasate în una singură cu suprafața de 585.154 mp și reamplasate pe valea pârâului Fărcașa pentru a se diminua la minim distrugerea fondului forestier existent. Volumul de steril haldat va fi de cca 2.400.000 m<sup>3</sup>. Valea asigură condiții favorabile pentru a putea integra în baza unui studiu de specialitate halda în peisajul montan.

- SF ISPH 2014 prevedea realizarea drumului de legătură între rezervorul inferior (lacul Tarnița și rezervorul superior (Lăpuștești) prin intermediul unui drum nou de coastă care pe lângă execuția laborioasă era prevăzut a fi realizat prin defrișarea pădurii - prin PUZ s-a convenit reabilitarea/modernizarea drumului forestier existent și care face în prezent legătura între cele două zone, evitându-se astfel defrișarea pădurii. Din documentația de urbanism/amenajare a teritoriului menționată anterior rezultă că suprafața totală de teren necesară realizării investiției este de **205,07 ha.**

Pe categorii de folosință, suprafața respectivă este repartizată după cum urmează:

- păduri.....16,13 ha;
- zone cu vegetație.....3,91 ha;
- agricol..... 148,25 ha;
- altele.....36,78 ha.

Suprafața necesară a fi ocupată definitiv 100,798 ha, suprafața necesară a fi ocupată temporar 104,271 ha.

Prin caracterul de amenajare hidroenergetică al investiției, marea parte a obiectivelor acesteia vor fi amplasate pe extravilan. Cu toate acestea o serie de construcții pot fi realizate doar în intravilan, astfel se propune introducerea în intravilan definitivă a următoarelor zone:

- casa barajist 5.000 mp;
- casa barajist și bloc de intervenție 8.000 mp;
- bloc tehnic 30.595 mp.

**Rezultă o suprafață de teren intravilan definitiv de 43.595 mp**

Având în vedere faptul ca execuția investiției se întinde pe o perioadă de minim 7 ani se propune realizarea unui intravilan provizoriu pentru organizarea de șantier care va cuprinde următoarele zone:

- platforma tehnologică (platou Lăpuștești și centrala) 44.000 mp
- organizare de șantier (colonia Lăpuștești ) 22.500 mp
- platformă tehnologică priză inferioară 11.226 mp

**Rezultă o suprafață de teren intravilan temporar ocupat de 77.726 mp**

La finalizarea investiției, prin grija beneficiarului, se va elabora un plan urbanistic zonal care va da o noua funcțiune zonelor ocupate cu organizarea de șantier (fie ele platforme tehnologice sau organizări sociale. Prin aceeași documentație sau printr-o documentație de rang superior (PUG) se va studia și oportunitatea păstrării în intravilan a acelor zone.

| Denumire zona                           | Total     | definitiv | temporar  |
|---|-----------|-----------|-----------|
| Halda de steril rezervor superior       | 632.506   |           | 632.506   |
| Halda bazin superior                    | 585.154   |           | 585.154   |
| Halda provizorie inferioară             | 47.352    |           | 47.352    |
| Locuinte de serviciu                    | 13.000    | 13.000    |           |
| Casa barajist                           | 5.000     | 5.000     |           |
| Blocuri de interventie                  | 8.000     | 8.000     |           |
| Platforma tehnologica                   | 44.000    |           | 44.000    |
| Platou Lapustesti                       | 25.000    |           | 25.000    |
| Centrala                                | 19.000    |           | 19.000    |
| Bloc tehnic                             | 30.595    | 30.595    |           |
| Rezervor superior                       | 617.284   | 617.284   |           |
| Luciu de apa                            | 385.502   | 385.502   |           |
| Dig                                     | 231.782   | 231.782   |           |
| Organizare de santier                   | 60.350    |           | 60.350    |
| Colonia Lapustesti                      | 22.500    |           | 22.500    |
| Colonia Marisel                         | 37.850    |           | 37.850    |
| Statia de concasare Dealu Mare          | 124.420   |           | 124.420   |
| Platforma tehnologica priza inferioara  | 11.226    |           | 11.226    |
| cariera agregate de concasaj Dealu Mare | 135.214   |           | 135.214   |
| Perdea verde de protectie               | 34.996    |           | 34.996    |
| Drumuri in zona reglementata ( PUZ)     | 347.100   | 347.100   |           |
| TOTAL mp                                | 2.050.691 | 1.007.979 | 1.042.712 |
| TOTAL ha                                | 205,069   | 100,798   | 104,271   |

### c) Studii suport

**Studii topografice**-pentru studiile topos-au utilizat hărți la scara 1 : 25.000; 1 : 10.000 și planuri de situație topo la scara 1 : 1.000 și 1 : 500.

**Studii geotehnice**-Studiile care s-au executat în perioada 1991-1994 pentru CHEAP Tarnița – Lăpuștești au avut ca scop elucidarea datelor geologice



pentru amplasamentul bazinului superior Lăpuștești, nodul de presiune și materiale de construcție. Schema de amenajare pentru această lucrare prevede:

- rezervorul superior Lăpuștești;
- nodul de presiune Tarnița-Lăpuștești.

Pentru centrală s-a executat o galerie de studii care a atins cca 400 m lungime către zona cavernei, iar pentru celelalte obiecte au fost executate foraje de studii și prelevare de material pentru încercări de laborator.

**Studii geologice**-care s-au executat pentru C.H.E.A.P. – Tarnița – Lăpuștești au avut scop elucidarea datelor geologice pentru amplasamentul bazinului superior Lăpuștești, nodul de presiune și materiale de construcție. Pentru centrala propriu-zisă a fost executată o galerie de studii geologice cu o lungimea de 400 ml. Caracterizarea geotehnică a complexului de roci din amplasamentul bazinului superior și a nodului de presiune s-a făcut pe baza determinărilor geotehnice și geofizice în sit și în laborator precum și prin asimilarea unor valori obținute pe roci similare, testate geotehnic, în cadrul A.H.E. Someș-Mărișel.

Studiile au relevat că în zona amenajării, formațiunile geologice ce se dezvoltă, aparțin cristalinelor de tip Gilău și granitelor de Muntele Mare, străbătute la rândul lor de intruziuni andezitice, aparținând eruptivului neogen. Depozitele cuaternare au o dezvoltare limitată, cu grosimi mari pe platouri (coluvium) și pe versanți cu pante domoale (deluviu). Deluviul este uneori absent pe versanții abrupti.

**Date geologice generale** -În zona amenajării, formațiunile geologice ce se dezvoltă, aparțin cristalinelor de tip Gilău și granitelor de Muntele Mare, străbătute la rândul lor de intruziuni andezitice, aparținând eruptivului neogen. Depozitele cuaternare au o dezvoltare limitată, cu grosimi mari pe platouri (coluvium) și pe versanți cu pante domoale (deluviu). Deluviul este uneori absent pe versanții abrupti.

**Structura și tectonica generală a zonei**-În zona de contact cristalin – granit, structura prezintă accidente tectonice, generatoare de falii cu extindere limitată. Principalul sistem tectonic este orientat V – E peste care se suprapune un al doilea, orientat NV – SE, care este practic paralel cu structura generală a zonei.

**Fenomene fizico – geologice actuale**-În zonele de platou, unde este amplasat bazinul superior, nu se semnalează fenomene de alunecări de teren sau reamenajări ale maselor coluviale. Pe pantele mari, apar local fenomene de antrenare a materialului derocat.

**Seismicitatea zonei**-Conform S.R.11100/1 – 93 – România zona seismică, perimetrul se încadrează în zona cu gradul 6 de macro seismicitate pe scara MSK. După normativul P100 – 1/2006, perimetrul de studiu, se încadrează în zona căreia îi corespunde o valoare de vârf a accelerației terenului, pentru

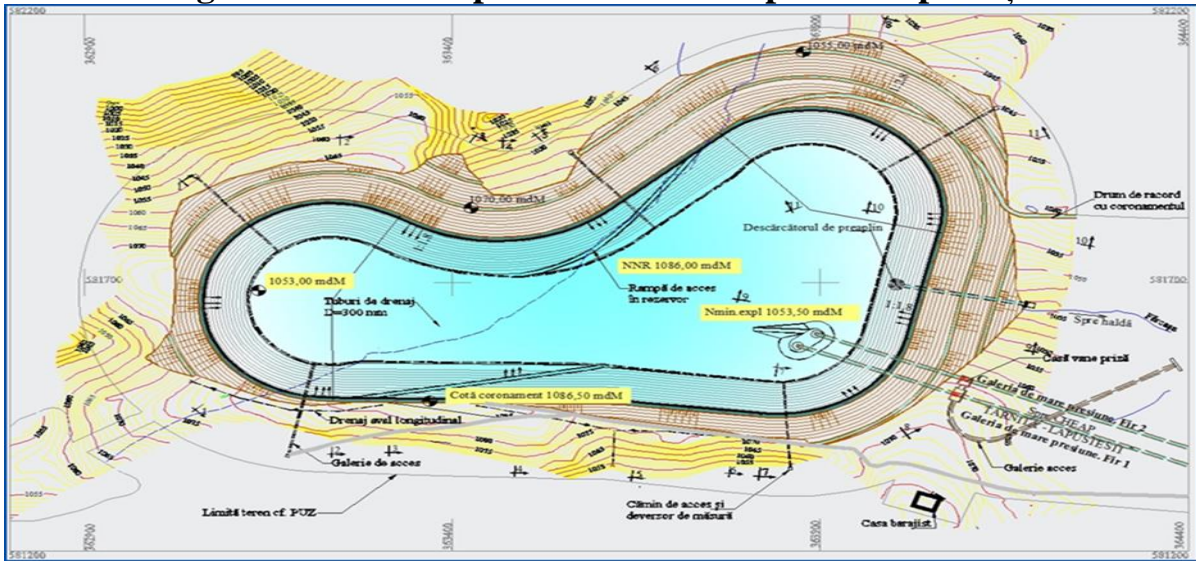
proiectare pentru cutremure, ag pentru cutremure, având intervalul mediu de recurență,  $IMR = 100$  ani,  $ag = 0,08$  g și o perioadă de control (colt),  $T_c$  a spectrului de răspuns  $T_c = 0,7$  sec.

**Materiale de construcții**-În vederea executării digurilor bazinului superior Lăpușești se vor folosi materialele derocate din incinta bazinului până la cota 1.055 mdM. Pe acest material au fost executate testări specifice pe tipuri de rocă (coluviu, rocă alterată și rocă nealterată). Rezultatele acestor teste au dus la concluzia că depozitele din bazinul superior sunt optime pentru a fi depuse în operă, urmând ca la faza de execuție să fie amenajate piste de încercare. Cea mai apropiată sursă de agregate de concasaj pentru betoane din zonă, o constituie masivul granitic Dealu Mare situat la cca 6 km de Lăpușești, la aceeași cotă cu bazinul superior. Granitul din amplasamentul Dealu Mare este de tipul Muntele Mare, fiind alcătuit dintr-o masă cuarțo – feldspatică, în care se observă lamele de muscovit.

Determinările efectuate pe agregatele de concasaj în laborator, au dus la concluzia că granitul de Muntele Mare poate fi folosit ca strat suport, strat de legătură și filtru la măștile de beton asfaltic, pentru stratele superioare de etanșare. Calculul de rezerve a pus în evidență un volum util de peste 1,5 mil. mc. Nisipul, deficitar în zonă, poate fi obținut prin procesul de casare și concasare pentru anumite sorturi. Nisipul aluvionar poate fi procurat din balastiera Aușeu situată pe Crișul Repede la cca 120 m de amplasamentul bazinului superior.

**Acumularea Lăpușești (Rezervorul Superior)** Acumularea Lăpușești este amplasată pe platoul Lăpușești de pe malul stâng al lacului de acumulare Tarnița și la cca 2 km est de satul cu același nume. Studiile anterioare au precizat amplasamentul acumulării și poziția în plan în funcție de condițiile geomorfologice existente. În urma studiilor efectuate de-a lungul timpului, varianta cu un volum acumulat de 10 mil. mc apă, a rezultat ca fiind cea mai justificată din punct de vedere tehnico – economic, fiind și cea mai des uzitată pe plan mondial la puterea instalată și căderea respectivă.

**Fig.4.10. Vedere în plan rezervorul superior Lăpuștești**



Sursa: ISPH

Partea superioară a dealului Lăpuștești se prezintă sub forma unui platou, cota maximă a terenului fiind aproximativ 1086,00 mdM. Platoul este mărginit de:

- în partea de sud a platoului terenul coboară spre valea râului Someș;
- la vest curge pârâul Mărășeni;
- la est amplasamentul este limitat de valea Fărcașa, vale care va constitui locul de haldare al surplusului de volum de excavații;
- în partea de nord se află două văi a căror pâraie se varsă în pârâul Râșca.

**Soluția constructivă**-D.p.d.v constructiv acest rezervor superior se realizează în soluție mixtă (debleu, rambleu). Prin mișcarea de terasamente s-a urmărit o compensare cât mai bună a acestora, în sensul că materialul rezultat din excavațiile utile să fie folosit la construcția digurilor de contur ale rezervorului. Există trei tipuri de secțiuni:

- cu umpluturi din anrocamente la amonte și coluvii la aval;
- numai cu anrocamente;
- complet în săpătură.

În profil transversal, digul are înălțimi până la 40 m cu panta taluzului amonte 1:1,8, iar panta taluzului aval 1:2,80, cu berme de 6 m la cota 1070,00 mdM și 1055,00 mdM.

Prismele amonte și latura sudică a digului se vor realiza din anrocamente provenite fie din roca alterată, fie din roca sănătoasă, de buna calitate geotehnică, drenante și drenate, depuse pe roca de fundație, pregătită corespunzător. Partea aval se execută din coluviu în interiorul căruia sunt prevăzute două straturi drenante, la cotele 1055,00 mdM și 1070,00 mdM și un

prism drenant la piciorul aval. Etanșarea paramentului amonte și a fundului rezervorului se face cu o mască din beton bituminos cu grosimea 16 cm, executată în 3 straturi, pe un strat suport din piatră spartă. Între cele două prisme (anrocamente compactate la amonte și coluviu la aval) este prevăzut un dren cvasi vertical, gros de 3 m. Acest strat are două roluri principale:

- drenează la aval prismul de anrocamente;
- împiedică ridicarea nivelului piezometric în materialului pământos din prismul aval.

Acest dren din agregate de concasaj va debușa în salteaua drenantă de la bază. Apa va fi drenată din ampriza bazinului prin rețeaua de drenuri existentă sub căptușeala de bitum, dirijată prin galeria perimetrală spre galeriile de vizitare și apoi eliminată în exteriorul lucrărilor, pe văile adiacente. Pe fundul rezervorului sunt prevăzute două elemente de drenaj:

- un sistem de conducte D 300 mm, amplasate la 20 m distanță, care debușează în galeria perimetrală de drenaj;
- un sistem de conducte D 50 mm amplasate în stratul suport al covorului asfaltic, care de asemenea debușează în galeria perimetrală de drenaj.

Galeria de drenaj perimetrală are o lungime de 2380,00 m, iar accesul se realizează prin 5 galerii de vizitare cu o lungime totală de 680,00 m.

Rezervorul este prevăzut cu un evacuator de preaplin de siguranță, pentru situația în care continuă pomparea apei în rezervor peste nivelul maxim de exploatare normală și senzorul de nivel nu declanșează oprirea automată a pompelor.

Descărcătorul tip pâlnie debușează în pâ râul Fărcașului, care la rândul lui se varsă în lacul Tarnița.

Descărcătorul de ape mari a fost dimensionat pentru un debit egal cu cel pompat: 152,00 mc/s. A rezultat un descărcător pâlnie cu un turn înalt de cca 45,00 m și cu diametrul pâlniei de 23,00 m care este urmat de o galerie orizontală de cca 178,00 m, pozată într-o tranșee excavată în rocă. Creasta deversantă este la cota 1086 mdM. La capătul conductei este prevăzută o trambulină/aruncătoare, cu rolul de a îndepărta zona de impact a jetului.

Principalele caracteristici ale rezervorului superior:

- |  |                 |
|--|-----------------|
| • Volumul util                           | - 10 mil. mc    |
| • Lungime ax coronament                  | - 2715,00 m     |
| • Cota coronamentului                    | -1086,50 mdM    |
| • NNR                                    | - 1086,00 mdM   |
| • Nivel minim exploatare                 | - 1053,50 mdM   |
| • Volumul la nivelul minim de exploatare | - 0,35 mil. mc  |
| • Cota min. radier rezervor              | - 1052,00 mdM   |
| • Suprafață fundului rezervorului        | - 234,00 mii mp |

- Suprafața lacului la cota 1086,50 mdM - 388,75 mii mp
- Volumul de excavații în coluviu - 3050,00 mii mc
- Volumul de excavații în roca alterată - 1869,00 mii mc
- Volumul de excavații în roca de bază - 1717,00 mii mc
- Umpluturi din anrocamente - 2587,00 mii mc
- Umpluturi din coluviu - 1747,00 mii mc
- Filtre - 623,20 mii mc
- Suport mască - 210,00 mii mc
- Suprafața măștii de etanșare - 433,00 mii mp
- Lățimea la coronament - 7,00 m
- Panta taluzului amonte - 1:1,8
- Panta taluzului aval - 1:1,8/1:2,8 cu berme de 6,00 m
- Volum haldă - 2369,60 mii mc

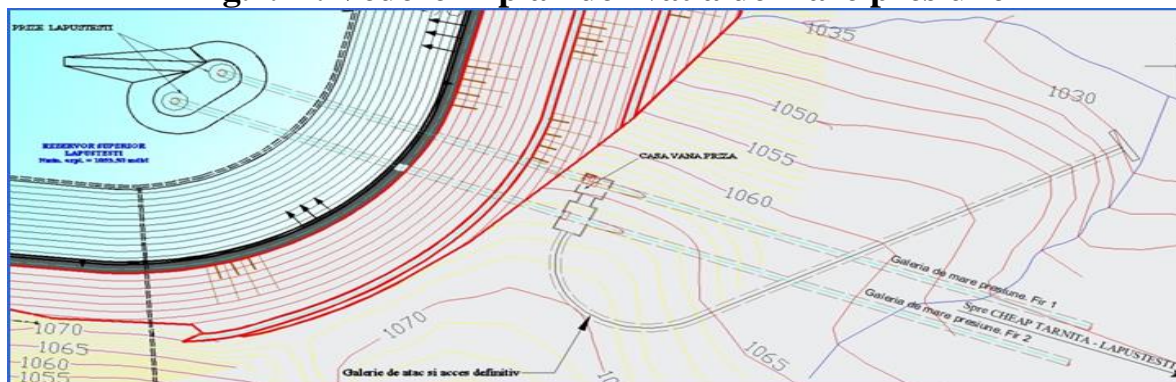
În etapa I de execuție a rezervorului superior, materialul excavat se va transporta în haldă. Când se atacă etapa II și III, în paralel se va pregăti suprafața de fundare aferentă etapei I. După terminarea acestei operații se va începe execuția descărcătorului de ape mari pentru a nu se ține în loc operațiunea de umpluturi. Materialul excavat în a doua și a treia etapă se va transporta direct în zona digului etapa I. Surplusul de material rezultat (2369,60 mii mc) se va depune într-o haldă amplasată în partea de est a rezervorului superior, amplasament în conformitate cu ”Planul Urbanistic Zonal CHEAP Târnița – Lăpuștești”.

**Derivații**-La baza întocmirii proiectului au stat hărți și ridicări topografice, referate geologice, date hidrologice și studiile privind efectele mișcării nepermanente în cazul amenajărilor echipate cu agregate reversibile (turbina – pompă).

Soluția constructivă inițială a fost reanalizată, optimizată, rezultând următoarele modificări în SF ISPH 2014 fata de SF ISPH 2008 :

- **au fost adoptate două prize poligonale pentru acumularea superioară Lăpuștești, cu viteza de admisie în grătar micșorată la 1m/s;**
- **s-a renunțat la casa de vane echipată cu vană plană în puț umed și se adoptă soluția cu vane fluture montate în două caverne excavate pe traseul galeriei de mare presiune;**
- **în locul unei galerii cu Di= 6,00 m se adoptă soluția cu două fire Di= 4,30 m.**

**Fig.4.11. Vedere in plan derivatia de mare presiune**



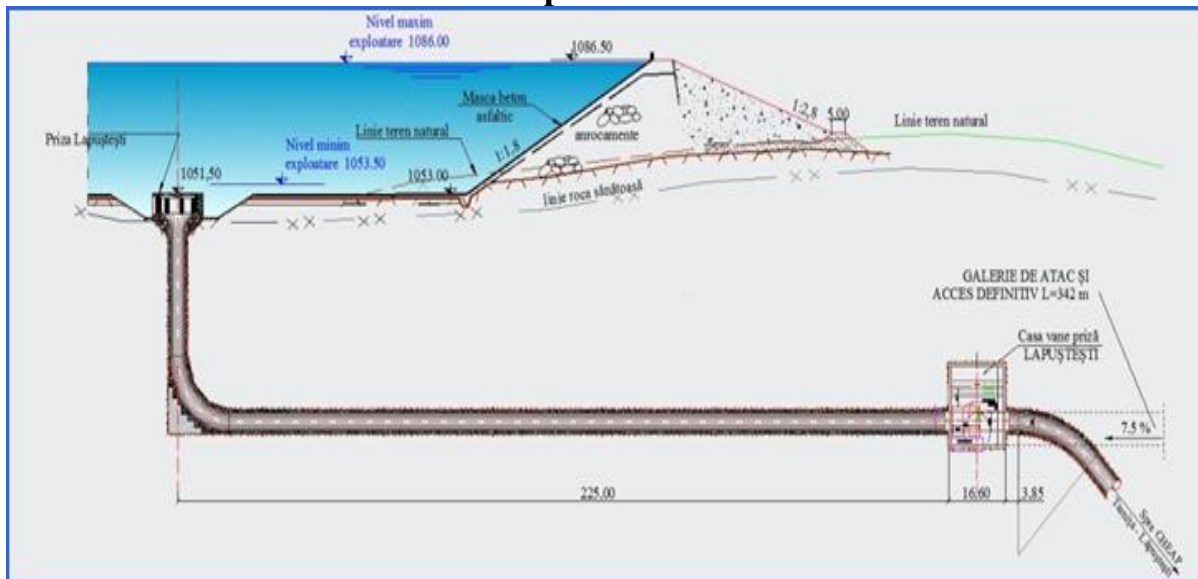
Sursa: ISPH

S-au avut în vedere următoarele aspecte:

- puțul pentru vanele plane, cu înălțime mare de cca 80 m, trebuia executat jumătate din înălțime în excavație și jumătate înglobat în umplutura digului;
- soluția de execuție a puțului în două medii diferite ar putea pune probleme în exploatare, conlucrarea cu umplutura digului ar putea avea efecte negative asupra puțului (deplasări care ar bloca vanele) și tasări inegale la dig;
- cavernele pentru vanele fluturate se vor folosi la excavarea galeriei înclinată pentru manevrarea mașinii de forat la secțiune plină (această tehnologie a fost folosită cu succes în Elveția la o lucrare similară);
- soluția se pretează mai bine la etapizare (2 grupuri puse în funcțiune în 5 ani) deoarece pe al doilea fir, cu o vana fluturată și blind montate în casa vanelor pe galeria orizontală, se poate lucra la montare blindaj și protecție anticorozivă în anii 5 și 6;
- în exploatare, existența unui singur fir de galerie de mare presiune, duce la întreruperea funcționării pentru toate grupurile în cazul necesității unei intervenții la vanele sferice sau la blindajul galeriei;
- nu au apărut costuri suplimentare semnificative, diferența între un fir și două fire fiind teoretic de cca 2% din investiția totală.

Soluția optimă tehnico-economic, precum și din punct de vedere al execuției este cu două fire de galerie de mare presiune blindate cu  $D_i = 4,30$  m și cu două fire de galerie de mică presiune betonată cu  $D_i = 6,20$  m.

**Fig.4.12. Secțiune longitudinală rezervor superior și galerii de mare presiune**



Sursa: ISPH

#### **Derivația de mare presiune –**

**Prizele de apă Lăpușești** sunt prevăzute 2 prize amplasate în acumularea superioară într-o bașă aflată sub cota fundului acumulării superioare Lăpușești. Prizele au rolul de a asigura atât admisia apei în derivație la funcționarea grupurilor din centrală ca turbine, cât și la debușarea în acumularea superioară a apelor pompate din acumularea Tarnița.

Prizele superioare sunt de tip poligonal cu grătare verticale, fără dispozitiv de curățare, putând fi vizitate numai la golirea completă a acumulării superioare. Racordurile cu galeriile de mare presiune au  $D_i = 4,30$  m. Viteza maximă a apei în grătare la turbinare este de 1 m/s.

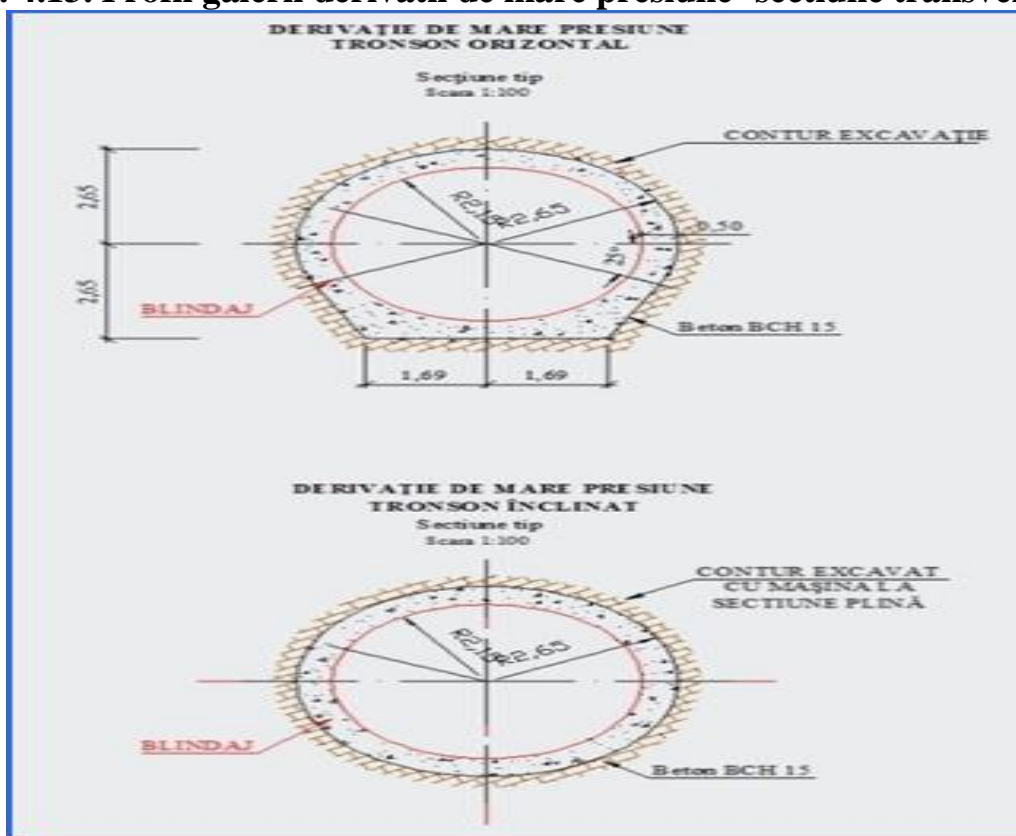
**Casa vanelor priză Lăpușești vanele de priză** asigură oprirea accesului apei în derivația de mare presiune în caz de avarie și punerea la uscat a acestuia pentru control, revizii și reparații. Casa vanelor priză este compusă din două caverne, câte una pentru fiecare fir de derivație, legate între ele printr-o galerie de acces. Prima cavernă a casei vanelor, în sensul de intrare de la suprafață, este cea de pe firul 2 al derivației de mare presiune. Casa vanei este echipată pe fiecare din cele două fire cu câte două vane fluture. Accesul la casa vanelor se face pe galeria de atac, acces prevăzută la partea superioară a celor două tronsoane înclinate ale derivației de mare presiune. În timpul exploatarei, piesele cele mai mari ale vanelor fluture de pe firul 1 pot fi scoase, dacă necesită intervenții tehnice ce se pot face numai la suprafață prin galeria de acces dintre cele două caverne ale vanelor, apoi, cu ajutorul podului rulant se traversează



peste echipamentele în exploatare în caverna de pe firul 2 și continuă deplasarea pe galeria de acces până la suprafață.

**Galeriile de mare presiune** -sunt formate din 2 fire care asigură transportul apei pe două galerii blindate între rezervorul superior și centrala subterană. Lungimea fiecărui fir al derivației de mare presiune este 1096 m. Între puțul prizei cu  $H = 46$  m și casa vanelor priză Lăpuștești, pe o lungime de 245 m, cele două galerii sunt orizontale, urmând apoi tronsoane înclinate cu 450 față de orizontală, având fiecare o lungime de 790 m. Între tronsoanele înclinate și centrală sunt tronsoane orizontale de cca 60 m, ce includ distribuitorul. În urma calculelor energo – economice, diametrul economic al galeriilor de mare presiune a rezultat de 4,30 m.

**Fig. 4.13. Profil galerii derivației de mare presiune- secțiune transversala**



Sursa: ISPH

Din punct de vedere geologic, galeriile de mare presiune sunt situate în șisturi cuarțo – micacee iar execuția excavațiilor urmează să fie făcută conform tehnologiilor existente de excavare mecanizată și aplicate la aceste genuri de lucrări. Din galeria de acces la centrală se va realiza o galerie de atac la baza tronsoanelor înclinate. Prin intermediul galeriei de atac și acces la cota 1000



mdM se vor executa și galeriile orizontale spre puțurile prizelor, lansarea blindajelor și betonarea lor.

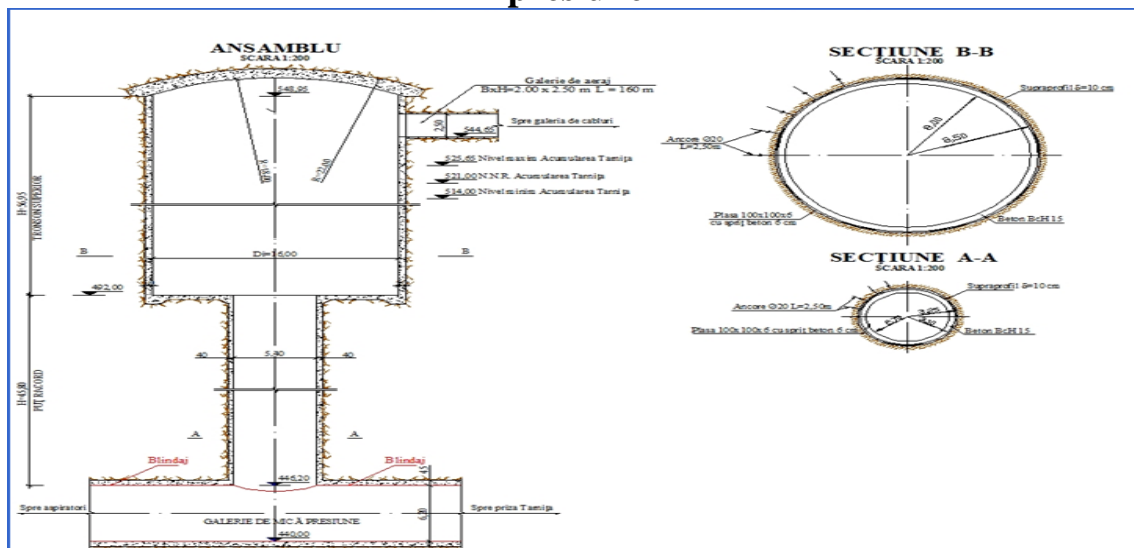
### Derivația de mică presiune

**Castele de echilibru aval** Pentru a limita propagarea mișcării nepermanente ce apare pe derivația de mică presiune neblindate în urma manevrelor efectuate în centrală, precum și pentru a asigura volumele de apă necesare până la intrarea în regim de curgere permanentă a derivației de mică presiune, apare necesară amplasarea aval de centrală a câte unui castel de echilibru pe fiecare din cele două galerii. În urma calculelor hidraulice au rezultat două castele de echilibru cilindrice, fiecare având următoarea configurație:

- între bolta galeriei de mică presiune (446,20 mdM) și cota 492,00 mdM - un puț inferior de racord cu  $D_i = 5,40$  m;
- între cotele 492,00 mdM și 547,15 mdM - un puț superior cu  $D_i = 16,00$  m, care are rol de cameră inferioară între cotele nivelului minim aval = 514,00 mdM și 492,00 mdM și cameră superioară între cotele NNR = 521,50 mdM și 547,15 mdM.

Din bolta puțului superior pornește o galerie orizontală de aeraj de 160 m care comunică cu galeria cablurilor aferentă centralei. Castelele de echilibru se execută din galeria de aerare prin excavații descendente și au o cămășuială de beton armat.

**Fig. 4.14. Secțiune transversala castel de echilibru si profil galerie de mica presiune**



Sursa: ISPH

**Galeriile de mică presiune**-Asigură transportul apei pe două galerii betonate între centrală și acumulara Tarnița având rolurile de:

- galerie de fugă în cazul funcționării agregatelor din centrală ca turbine;
- galerie de aspirație în cazul funcționării agregatelor din centrală ca pompe.

Galeriile au fiecare lungimea de 1.325 m între castelul de echilibru aval și debușare. Panta longitudinală este de 4,50 % spre centrală, între cotele 503,00 mdM pe radierul galeriei la priza Tarnița și 440,00 mdM pe radierul galerie la castelul de echilibru aval. Din calculele energo-economice a rezultat un diametru interior de 6,20 m. Galeriile vor fi atacate din frontul “Centrală” și pot fi executate cu mașină de forat la secțiune plină prin intermediul unei galerii de atac ( $L = 330$  m) ce pornește din galeria de acces la centrală. Galeriile se vor putea executa parțial și din frontul de lucru “Priză Tarnița” prin puțul vanelor din casele vanelor de la debușarea în acumularea Tarnița. Pentru a asigura un acces independent pe durata exploatării, pentru fiecare din cele două fire de galerie de mică presiune, pentru revizii și reparații, s-a prevăzut o a doua galerie de acces  $L = 510$  m din zona cavernei transformatoarelor unde sunt amplasate și vanele plane aval de centrală pentru galeria a doua de mică presiune situată aval de prima galerie de mică presiune. Ambele galerii de acces au porți etanșe. Panta și gabaritul galeriilor de atac și acces la cele 2 porți etanșe permit accesul auto pentru transportul sterilului rezultat din excavații și al betonului pentru cămășuiala definitivă, precum și pentru accesul auto de utilaje și echipamente pentru activități de întreținere și revizie a galeriilor de mică presiune și în aval de centrală.

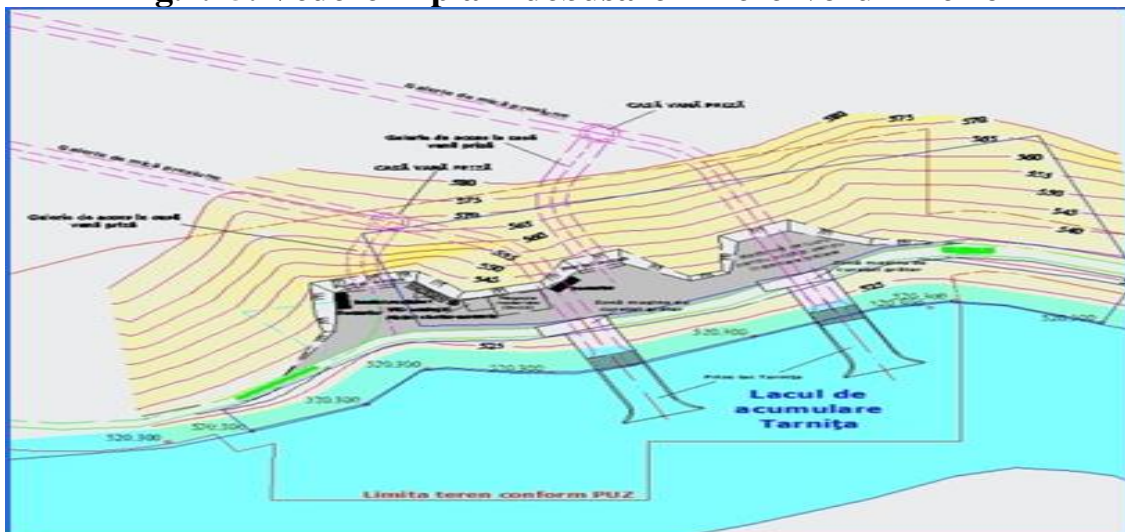
Galeriile de mică presiune au cămășuiala definitivă din beton armat de grosime constantă. În funcție de tipul de rocă străbătută, de încărcările date de aceasta asupra cămășuielii definitive, variază cantitatea de armătură inclusă în beton. Se blindează zonele de aspirator, de vane aval de centrală, de racord cu castelele aval, de racord cu puțul vanelor la debușare, precum și zonele porților etanșe până la castelele de echilibru.

În radierul galeriilor este prevăzută câte o conductă metalică cu  $D_i = 50$  cm necesară golirii prin pompaj a galeriei. Tehnologia de execuție este cunoscută, fiind aplicată curent la lucrări similare din țară și străinătate.

**Casele vanelor debușare Tarnița** Sunt câte una pe fiecare galerie a derivației de mică presiune. Au rolul de a închide accesul apei din acumularea aval Tarnița în galeriile de mică presiune în scopul punerii acestora la uscat pentru revizii și reparații. Casele vanelor –debușare sunt de tipul „puț umed” echipate cu câte o vană plană și un batardou fiecare. Încăperile destinate mecanismelor de manevrare a vanelor și batardourilor sunt amplasate în subteran pentru mai multă siguranță în exploatare pe timp de iarnă. Puțurile umede au înălțimea de 23 m și un gabarit care să permită prin ele atacul galeriilor de mică presiune din frontul Tarnița fără a afecta exploatarea

acumulării Tarnița. Tehnologia de execuție a puțului umed este cea aplicată la lucrări similare.

**Fig.4.15. Vedere in plan- debusare in rezervorul inferior**



Sursa: ISPH

**Debușările** în acumulara Tarnița sunt uvraje hidrotehnice care au următoarele funcții:

- debușări propriu - zise la funcționarea centralei în regim de turbinare a apei;
- prize în cazul funcționării agregatelor din centrală în regim de pompaj.

Debușările sunt amplasate sub nivelul minim de exploatare de 514,00 mdM al acumulării Tarnița și au prevăzută o gardă necesară pentru evitarea antrenării aerului pe galerie la funcționarea ca galerie de aspirație. Debușările sunt echipate cu câte un grătar de 100 mp. Tronsoanele de galerie de mică presiune între puțurile vanelor aval și debușări, precum și debușările se vor executa numai după coborârea nivelului în acumulara Tarnița sub cota 503,00 mdM, care reprezintă cota radierului debușărilor. Debușările în acumulara Tarnița se vor executa obligatoriu numai după ce galeriile de mică presiune sunt complet betonate între vanele - batardouri amplasate aval de CHEAP Tarnița – Lăpuștești și puțurile umede ale caselor de vane de la debușare, având vanele respective și porțile etanșe montate și în stare de a fi manevrate cu promptitudine în orice moment.

Pentru dotarea obiectelor amenajării s-au prevăzut conducte și blindaje care satisfac exigențele de performanță la nivel european, materialele și procedeele tehnologice fiind în concordanță cu standardele cele mai moderne. Conform schemei, apa este prelevată din lacul inferior (Tarnița) printr-o priză de adâncime și pompată în lacul superior (Lăpuștești) de unde este

prelevată (tot printr-o priză de adâncime) și turbinată prin intermediul a 4 (patru) agregate verticale reversibile, fiecare având puterea la borne de 250 MW.

Din punct de vedere al echipării cu conducte și blindaje, varianta optimă analizată propune ca schema circuitului hidraulic pe zona de mare presiune să se execute cu două prize superioare, două aducțiuni paralele (diametrul interior Ø4300 mm), prevăzute fiecare cu câte un distribuitor amplasat în zona centralei care transportă apa la cele 4 agregate verticale reversibile (fiecăre cu  $P_i = 250$  MW). După turbinare, preluarea apei de la fiecare din cele 4 agregate se realizează pe 4 fire, blindaj metalic (zona centrală - caverna trafo), cu secțiune variabilă (de la 3200 x 3500 mm<sup>2</sup> până la 3200 x 4700 mm<sup>2</sup>), amplasate între centrală și casa de vane aspiratoare. Vanele aspiratoarelor sunt vane plane în carcasă.

Dincolo de vanele aspiratoarelor sunt prevăzute: blindaje de trecere de la secțiune dreptunghiulară la secțiune circulară (diametrul interior Ø6200 mm), blindaj liniar și două piese racord, circuitul continuând pe 2 fire circulare (diametrul interior Ø 6200 mm), care fac joncțiunea cu fiecare din cele 2 castele de echilibru. În zona castelelor de echilibru, două din ferestrele de atac sunt prevăzute cu porți etanșe metalice, la secțiunea 2,0 x 2,0 m<sup>2</sup>, În scopul facilitării vizitării galeriei de aducțiune în vederea executării activităților de mentenanță.

Aval de castelele de echilibru, galeria de mică presiune transportă apa până în zona casei de vane prize inferioare (Lapuștești). Zona casei de vane priză inferioară este prevăzută cu blindaj liniar (diametrul interior Ø6200 mm), blindaj de reducție și blindaj de trecere de la secțiunea circulară la cea dreptunghiulară pentru facilitarea legăturii cu blindajele vanelor plane de la priza Tarnița.

Nu s-au prevăzut conducte și blindaje la cele două acumulări, deoarece lacul superior (Lapuștești) nu dispune de aport natural de debit, astfel că nu este necesară dotarea acestuia cu golire de fund iar lacul inferior (Tarnița) este o acumulare deja existentă.

Derivația de mare presiune este prevăzută cu blindaj pentru fiecare din cele 2 circuite hidraulice paralele amplasate între lacul superior și centrală, respectiv:

- blindaj priză superioară (Lăpuștești):
- blindaj vertical care echipează puțul prizei superioare (diametrul interior Ø4500 mm ÷ Ø4300 mm) - 2 ansamble, câte unul pentru fiecare priză;
- blindaj priză-casă vane priză : blindaj liniar care echipează axul hidraulic între priza superioară (diametrul interior Ø4300 mm) și blindaj reducție (Ø4300 mm/ Ø4600 mm) în caverna prizei - 2 ansamble, câte unul pentru fiecare circuit;
- blindaj galerie forțată (diametrul interior Ø4300 mm): blindaj înclinat, cu lungimea totală de 790 m - 2 ansamble, câte unul pentru fiecare circuit;

- distribuitoare grupuri verticale reversibile – 2 ansamble, câte unul pentru fiecare circuit.

Derivația de mică presiune este prevăzută cu următoarele blindaje:

- blindaje zona castel de echilibru:
- blindaje centrală-cavernă trafo (4 ans.), cu secțiune variabilă (de la 3200 x 3500 mm<sup>2</sup> până la 3200 x 4700 mm<sup>2</sup>) , amplasate între centrală și casa de vane aspiratoare și blindaje de trecere de la secțiune dreptunghiulară la secțiune circulară (4 ans.), amplasate amonte și aval de casa vane aspiratoare;
- blindaje cavernă trafo - castel: blindaje liniare și blindaje racord (2 ans.), amplasate între casa vane aspiratoare și castelele de echilibru;
- porți etanșe, amplasate pe ferestrele de atac din zona castelelor de echilibru
- blindaje priza inferioara (Tarnița):
- blindaj liniar (diametrul interior Ø6200 mm);
- blindaj reductiv;
- blindaj de trecere de la secțiunea circulară la cea dreptunghiulară, pentru facilitarea legăturii blindajelor vanelor plane de la priza inferioară.

**Centrala** -optimizarea schemei mecanice și electrice a condus la concentrarea tuturor echipamentelor în două caverne, cea a sălii mașinilor și cea a transformatorilor. Vanele sferice amonte sunt amplasate în caverna mașinilor, imediat înainte de turbine, iar vanele plane din aval sunt amplasate în caverna trafo pe culoarul din fața boxelor trafo, în puțuri izolate.

Ca urmare, centrala este compusă din:

**a) Caverna sălii mașinilor** are o lungime de 120 m, o lățime de 23 m și o înălțime de 45 m. Lungimea este determinată de amplasarea celor 4 grupuri reversibile binare, cu putere unitară de 250 MW, cu distanța între axe de 21 m și platforma de montaj cu o lungime de aproximativ 33 m, amplasată la unul din capetele centralei unde ajunge galeria de acces principal în centrală, ambele având radierul fundat direct pe rocă.

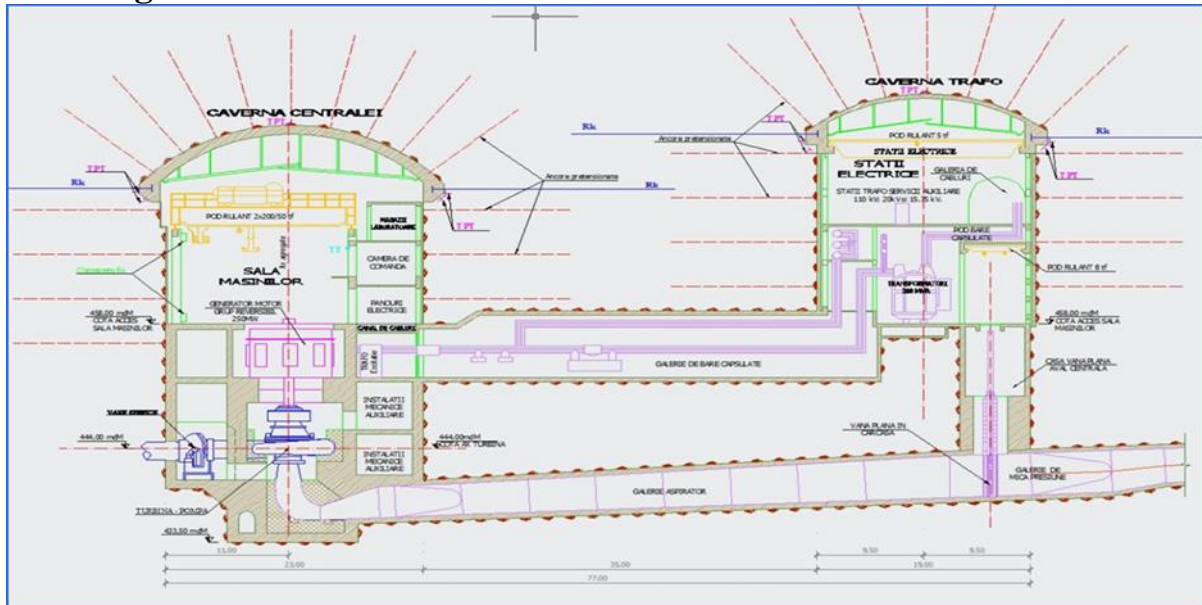
Lățimea cavernei a reieșit din gabaritul turbinei, spațiul pentru vanele sferice și spațiul necesar amplasării anexelor mecanice, precum și din diametrul generatorilor și spațiul pentru anexele electrice.

Înălțimea cavernei este impusă de nivelul aspiratorilor, turbină, generator și de înălțimea de transport a pieselor cu podul rulant (transformator, rotorul agregatului).

Structura din beton armat a centralei constă din elemente masive (radiere, pereți, cuve, fundații agregate) și planșee pentru infrastructură; cadre simple, grinzi și planșee pentru suprastructură.

Sala mașinilor este deservită de două poduri cu forța la cârlig de 200/50 t. Podurile rulante se sprijină pe structura de rezistență independentă de cea a centralei, având deschiderea de cca 16 m.

**Fig.4.16. Sectiune transversala caverna centrala si caverna trafo**



Sursa: ISPH

Cota axului turbinei este 444,00 mdM și a sălii mașinilor 458,00 mdM, cotă la care se află și platforma de montaj. Anexele electrice sunt amplasate în lungul cavernei centralei pe peretele aval, peste nivelul sălii mașinilor și conțin: camera de comandă, camera de panouri de grup și servicii proprii, baterii de acumulatori, camera serverului, sală de instrucțaj, vestiare, grupuri sanitare, birouri, scări la ambele capete.

**b) Caverna trafo-**are o lungime de 117 m, o lățime de 19 m și o înălțime de 22 m.

Lungimea a rezultat din amplasarea transformatorilor ridicători de 400 kV în dreptul grupurilor din centrală și a transformatorilor de 110/15.75 kV și 110/20 kV amplasați în capătul centralei dinspre accesul principal.

Lățimea cavernei a rezultat din dimensiunile boxelor trafo de 400 kV și a culoarului de transport a acestora până la boxe. Înălțimea cavernei a rezultat din spațiul necesar, pe verticala transformatorilor, spațiu de deasupra transformatorilor unde sunt amplasate stațiile de 400 kV ,110 kV, precum și a celor de 24 kV și 15.75 kV și a transformatorilor de servicii auxiliare. Deasupra acestora este instalată o monogriindă de 5 tf. Galeria de acces principal între cele două caverne este amplasată la un capăt al sălii mașinilor, cu lățime de 12 m, și asigură transportul transformatorilor pe șine din sala mașinilor, unde sunt descărcați de pe trailer cu podul rulant și roțiți în poziția de introducere, în boxele din caverna transformatorilor.

Galeria are o lungime de 35 m și o secțiune de 100 mp, fiind în continuarea accesului principal la cota sălii mașinilor. Galerile de legătură între grup și transformator sunt în număr de 4 la nivelul generatorilor, asigurând legătura între generatori și transformatori.

Galeriile aspiratorilor sunt în număr de 4 și subtraversează caverna transformatorilor.

Puțurile vanelor aspirator sunt amplasate pe culoarul cavernei transformatorilor, în dreptul fiecărui aspirator.

Galeria secundară de legătură unește cele două caverne la capătul opus platformei de montaj, asigurând evacuarea în caz de incendiu.

Galeria de acces principal intră în subteran de pe malul stâng al lacului Tarnița și debușează pe platforma de montaj a centralei, trecând prin caverna transformatorilor. Are o lungime de cca 1070 m, făcând o curbă foarte ușoară cu raza de 500 m și având o pantă de 10%. Secțiunea este de 50 mp, asigurând transportul pieselor cu gabaritul cel mai mare (transformatori, distribuitori, rotor generatori).

Galeria de cabluri asigură transportul energiei la tensiunea de 110kV, 20kV, accesul secundar al personalului, introducerea aerului proaspăt, precum și evacuarea gazelor nocive și a fumului provenit din avarii. Este compartimentată corespunzător, având și un sistem de stins incendiu prin pulverizarea apei. Are o lungime de cca 850 m până la nivelul platformei exterioare de pe malul lacului Tarnița, amplasată la cota 530 mdM.

**Partea de arhitectură** Caverna centralei adăpostește infrastructura, suprastructura și vanele sferice. Caverna trafo este destinată spațiilor electrice și vanelor plane (de aspirație).

Nivelele caracteristice ale infrastructurii centralei sunt dispuse în concordanță cu servituțile tehnologice și de exploatare, fiind determinate direct de gabaritele echipamentelor și ale instalațiilor electro-mecanice, după cum urmează: nivelul aspiratori / nivel vane / nivel turbine / nivel generatori.

La nivelul suprastructurii se află dispuse: nivelul sălii mașinilor și două nivele de anexe înspre caverna trafo, iar în caverna transformatorilor sunt două nivele importante: nivelul transformatorilor mari de 280 MVA și Trafo 25 MVA și nivelul stațiilor, precum și accesul spre galeria de cabluri.

Spațiile interioare ale acestei centrale se vor finisa cu materiale care să aibă rezistență în timp și un aspect corespunzător funcțiunii spațiilor. Pentru sala mașinilor se vor alege finisaje mai speciale:

- pardoseli de placaj de piatră naturală;
- placaje pe pereții mască în special din casete de aluminiu compozit, placaje din rășini fenolice, casete ceramice;



- plafoane din placaje de tablă de aluminiu montate prin clipsare pe o structură metalică de susținere a unor panouri impermeabile la infiltrații, montate către boltă.

În sala mașinilor iluminatul se va studia împreună cu soluțiile de finisaje pentru a crea un mediu ambiant corespunzător unui spațiu de lucru în subteran. Iluminatul va fi strict funcțional și corespunzător normelor în vigoare în spațiile tehnologice din restul ansamblului centralei.

**Construcții anexe la centrală**-La gura galeriei de acces principal și a galeriei de cabluri (acces secundar), precum și pe platformele adiacente rezervorului superior și inferior se vor amplasa clădiri în care sunt prevăzute spații corespunzătoare pentru funcționarea centralei și a rezervoarelor.

Bloc tehnic la gura galeriei de acces principal; pe platforma accesului principal, la intrarea în galeria de acces principal, sunt necesare următoarele spații: sală instructaj protecția muncii / grup direcție / birouri administrative / ateliere întreținere pentru construcții ( diguri, galerii subterane, drumuri) / vestiare, grupuri sanitare-oficiu / depozite, pompe și rezervoare de uleiuri, benzină, motorină.

Pentru ca aceste funcțiuni să se poată dispune pe platforma de la gura galeriei de acces principal, într-o construcție adiacentă versantului și portalului, cu păstrarea posibilității de acces în galerie, se propune o construcție adosată portalului, care se înscrie în parametrii impuși de amplasament, cu grupare pe verticală pe cât posibil a spațiilor menționate, trecând chiar peste cota superioară a portalului. Construcția se va înscrie în condițiile impuse de amplasament și caracterul natural al zonei, fără a agresa mediul natural. Materialele de construcție vor corespunde imperativelor funcționale și amplasamentului zonal.

**Bloc tehnic la gura galeriei de acces secundar** -Această construcție va avea o configurație cu parter și etaj la portalul galeriei. Pe această galerie accesul va fi numai pietonal trecând prin aceasta construcție. Deasemenea se va crea posibilitatea evacuării fluxurilor de cabluri și a tubulaturii de ventilație. Spațiile necesare a fi amplasate sunt următoarele: vestibul de acces / scări acces / grup Diesel / post trafo/ atelier întreținere/ stație 20 kV și 0,4 kV/ stație 6 kV pompe avarie / panouri de iluminat și forță / camere vane / centrală ventilație / ventilație avarie / stația de 400 kV.

**Casa barajist rezervor superior**-În clădirea amplasată pe platforma adiacentă rezervorului superior vor fi adăpostite instalațiile electrice necesare deservirii vanelor pentru golirea de fund a acumulării și vanele pentru priza de apă. Ca urmare sunt spații necesare pentru:

- un post de transformare 20/0,4 kV amplasat la parterul clădirii;
- stație de 20 kV, cu 6 celule metalice prefabricate de interior 24 kV, 630A;
- un transformator de forță 20/0,4 kV, 400 kVA, montat în interior;
- camera de comandă;



- un grup Diesel de intervenție de 150 kW;
- camera de exploatare, cuprinzând și încăperea AMC-urilor;
- încăperi de locuit cu anexele necesare.

**Casa barajist rezervor inferior**-În clădirea amplasată pe platforma adiacentă rezervorului inferior vor fi cuprinse spații pentru:

- un post de transformare 20/0,4 kV amplasat la parterul casei;
- stație de 20 kV, formată din 6 celule metalice prefabricate de 24 kV, 630 A;
- un transformator de forță 400 kVA, 20/0,4 kV, pentru alimentarea consumatorilor;
- camera de comandă;
- camera de exploatare baraj, cuprinzând și încăperea AMC-urilor;
- încăperi de locuit cu anexele necesare.

Calculul investițiilor pentru aceste obiecte s-a realizat conform experienței în acest gen de lucrări și s-a estimat la cca 800euro/mp de suprafață desfășurată.

**Partea de instalații**-Instalațiile pentru construcții sunt:

- Instalații interioare definitive;
- Instalații exterioare definitive.

**Instalații sanitare și de stins incendiu**-Pentru construcțiile supraterane sursa de apă potabilă o constituie puțurile săpate. Apele uzate menajere se evacuează prin rețele exterioare de canalizare la stații compacte de epurare. Apele uzate menajere sunt colectate într-o stație automată și prin pompare se va asigura evacuarea într-un emisar.

Pentru apa necesară stingerii incendiului (prin pulverizare sau cu hidranți interiori) se prevede o stație de pompe care aspiră apa din rezervorul de apă de răcire din galeria de cabluri și o refulează prin conducta montată în galeria de cabluri într-un rezervor de incendiu amplasat pe versant.

**Instalații de ventilare**-Instalațiile prevăzute asigură o ambianță optimă pentru desfășurarea proceselor tehnologice, evacuează noxele degajate, introduc un debit minim de aer proaspăt necesar oamenilor, evacuează produsele arderii după stingerea unui incendiu (fum). Se prevăd:

- Ventilarea mecanică generală a celor două caverne (trafo și sala masinilor);
- Ventilarea mecanică pentru încăperile bateriilor de acumulatori și a grupurilor sanitare;
- Ventilarea mecanică de lucru și de avarie la galeria de cabluri;
- Ventilarea mecanică de lucru și de avarie la boxele trafo și la gospodăria de ulei.

Priza de aer proaspăt este la gura galeriei de cabluri unde sunt montate ventilatoarele și bateria de încălzire. Aerul proaspăt ajunge în centrala subterană printr-un compartiment al galeriei de cabluri.

În centrala de ventilare din caverna subterană, aerul proaspăt se amestecă cu aerul recirculat și vehiculat în instalațiile interioare de ventilare cu ajutorul unui ventilator montat în centrala de ventilare. Aerul umed din caverna subterană iese liber prin întreaga secțiune a galeriei de acces principal. Aerul nociv din încăperile bateriei de acumulare se evacuează printr-un canal prevăzut într-un compartiment al galeriei de cabluri. Ventilatorul aferent se montează în construcția de la gura galeriei de cabluri. Instalația pentru ventilarea de avarie evacuează produsele arderii (fumul) rezultate în urma stingerii unui incendiu la boxele trafo, de la bolta centralei (incendiu la generator), la gospodăria de ulei sau galeria de cabluri.

**Instalații electrice-**S-au prevăzut: instalații de încălzire electrică/instalații de iluminat normal și de siguranță/ instalații de forță/instalații de curenți slabi/paratrăsnet/rețele exterioare.

Iluminatul normal se realizează cu corpuri de iluminat echipate cu lămpi fluorescente sau incandescente, funcție de categoria și destinația încăperilor. Comanda se face de la întrerupătoarele și contactoarele montate la accesul în încăperi. Iluminatul galeriilor se realizează cu corpuri de iluminat etanșe, iar circuitele de alimentare și comandă se execută cu cablu pozat pe console fixate pe pereții galeriilor. Alimentarea cu energie electrică se face din panourile de servicii proprii, iar pentru construcțiile de la suprafață din posturile de transformare din zonă.

Instalația de iluminat de siguranță este de tip 2 și se va realiza cu corpuri de iluminat echipate cu lămpi cu incandescență, normale sau etanșe funcție de destinația încăperii.

Instalația de forță asigură alimentarea motoarelor, prizelor trifazice, consumatorilor electrici din atelierele mecanic și electric, laboratoare. Alimentarea instalației de forță se face din panourile de forță. Pentru clădirile supraterane se prevăd instalații de paratrăsnet realizate cu conductor de captare și coborâre din bandă de oțel zincată. Elementele de coborâre se vor lega la prize de punere la pământ prevăzute în acest scop.

Instalațiile electrice exterioare asigură iluminatul exterior al stațiilor și platformelor de la zonele de acces în galerii. Iluminatul exterior se va realiza cu corpuri de iluminat montate pe stâlpi. De asemenea se vor alimenta consumatorii de forță de pe platformele exterioare, prevăzuți pe partea de instalații. Pentru încălzirea construcțiilor supraterane s-au prevăzut centrale termice (cazane electrice) și rețele termice exterioare.

**Instalații și echipamente mecanice-** s-a analizat varianta cu  $P_i = 1000$  MW (4 grupuri de 250 MW fiecare), cu execuție etapizată: în prima etapă (cu

durata 5 ani) realizarea a două grupuri și în a doua etapă (cu durata 2 ani) realizarea celorlalte două grupuri. Apa este prelevată din lacul inferior printr-o priză de adâncime și pompată în lacul superior de unde este prelevată, tot printr-o priză de adâncime și prelucrată energetic prin intermediul celor patru hidroagregate verticale reversibile.

S-au prevăzut echipamente mecanice la derivația de mare presiune (priza și casa vanelor priză), la centrală și la derivația de mică presiune (priza și casa vanelor priză). Nu s-au prevăzut echipamente mecanice la cele două baraje deoarece lacul Tarnița există, iar lacul superior fiind fără aport natural de debit, nu este necesară dotarea cu golire de fund. Pentru dotarea obiectelor amenajării s-au prevăzut echipamente mecanice de mare performanță, realizate la nivelul tehnicii mondiale actuale în domeniu.

### **Derivația de mare presiune**

**Priza**-Pe fiecare fir, priza din lacul superior este echipată cu grătar rar, vertical, poligonal, fix, astfel conceput încât să permită curgerea apei în ambele sensuri cu pierderi de sarcină minime și fără fenomene perturbatorii. Suprafața celor două grătare a fost determinată din condiția ca viteza apei în regim de turbinare să nu depășească 1,0 m/s. Lumina între bare este 250 mm.

**Casa vanelor priză**-Casele vanelor priză, câte una pe fiecare fir de aducțiune, sunt de tip cavernă cu acces printr-o galerie subterană. În fiecare casă de vane s-au prevăzut următoarele echipamente hidromecanice:

- Vane fluture cu diametrul 4600 mm și presiunea 100 m.c.a.2 ans.
- Pod rulant electric 50 tf – 15,0 m cu comandă de la sol 1 buc.

**Instalația de vane fluture** - Este compusă din două vane în serie, are rolul de a realiza închiderea aducțiunii de mare presiune pentru revizii și reparații sau în caz de avarie a vanelor sferice din centrală. Vana din aval are rol de organ de lucru, iar cea din amonte are rol de organ de siguranță fiind acționată în cazul defectării vanei de lucru sau pentru reviziile acesteia. Instalația de vane fluture este alcătuită din următoarele subsansambluri principale:

- vana fluture de lucru;
- vana fluture de siguranță;
- instalația de acționare hidraulică constând din patru servomotoare, două grupuri de pompare, dulap de comandă și circuit de acționare alcătuit din conducte și armături
- instalația de by-pass vane cuprinzând conducte, armături și vana de reglaj debit acționată electric;
- tronsonul de legătură amonte prevăzut cu racord cu guler de întărire pentru conducta de by-pass, priză pentru măsurarea presiunii;

- tronson intermediar, demontabil, prevăzut cu racord pentru conducta de by-pass, priză pentru măsurarea presiunii, racord pentru conducta de aerisire, compensator de montaj și gură de vizitare;
- tronson de legătură aval, prevăzut cu racord pentru conducta de by-pass, priză pentru măsurarea presiunii, ventile de aerisire și gură de vizitare.
- podul rulant electric 50 tf - 15 m, care asigură manevrarea echipamentelor mecanice și electrice în interiorul casei vanelor, la montaj și în timpul exploatarei, la revizii și reparații.
- **Grupul electrogen de intervenție**-Pentru a asigura alimentarea cu energie electrică a consumatorilor de la lacul superior în cazul întreruperii alimentării de bază, s-a prevăzut un grup electrogen de intervenție cu puterea 150 kW.

**Centrala** -Pentru dotarea centralei s-au prevăzut patru mașini binare turbină-pompă cuplată cu generator-motor având puțerea instalată de 250 MW.

Caracteristici tehnice turbină – pompă:

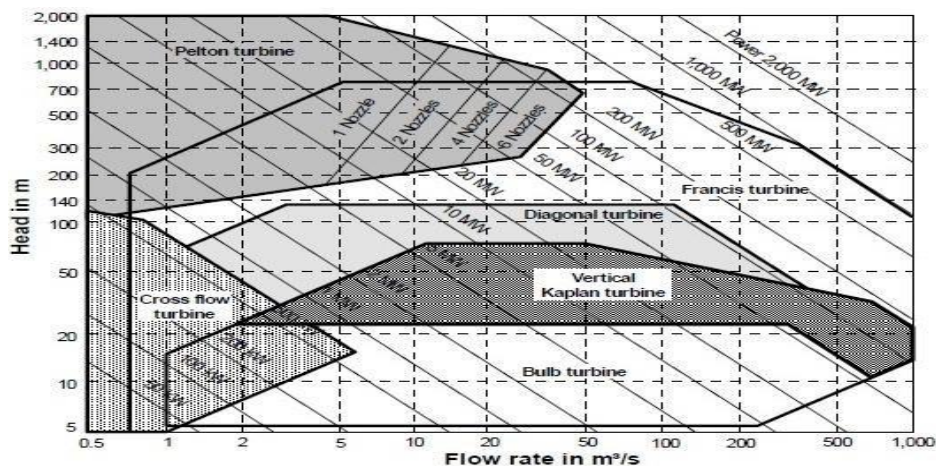
|                                  |  |
|----------------------------------|--|
| Tip                              | Francis reversibilă cu arbore vertical         |
| Număr de turbine-pompă           | 4  |
| Cădere netă în regim de turbină  | maximă 570 m<br>nominală 540 m<br>minimă 520 m |
| Debit maxim în regim de turbină* | 53 mc/s  |
| Putere maximă la cu cuplă        | 260 MW   |
| Înălțime de pompare              | maximă 580 m<br>nominală 560 m<br>minimă 540 m |
| Debit maxim în regim de pompă*   | 38 mc/s  |
| Putere absorbită maximă*         | 258 MW   |
| Diametru caracteristic rotor*    | 3800 mm  |
| Turație nominală*                | 600 rpm  |
| Contrapresiune*                  | 70 m   |

\* Valorile acestor parametri sunt informative, ele urmând a fi stabilite și garantate de furnizorul echipamentelor reversibile turbina-pompa.

Grupul reversibil turbina-pompă va fi prevăzut cu:

- regulator de turație și echipamente de reglaj;
- grup de ulei sub presiune;
- instalații de apă, ulei și aer comprimat în limita agregatului;
- SDV-uri de montaj;
- AMC-uri inclusiv instalația de măsură a parametrilor de funcționare a mașinii hidraulice (presiuni, debite).

**Fig.4.17. Selectia tipului de turbine in functie de debit si cadere**



**Vana din fața grupului reversibil**-pentru protejarea mașinii hidraulice, prevenirea pierderilor de apă atunci când hidroagregatul staționează ca și pentru coborârea nivelului apei sub rotor în vederea pornirii pompei, pe admisia fiecărui hidroagregat s-a prevăzut câte o vană sferică cu acționare hidraulică.

Vanele sunt amplasate în aceeași cavernă cu hidroagregatele, fiind manevrate cu podul rulant din centrală, prin golurile de montaj special prevăzute în planșeele care delimitează nivelele tehnologice ale centralei. Caracteristici tehnice vana sferică:

- Diametrul nominal 2000 mm
- Presiune maximă 770 mca
- Presiune de probă 1155 mca
- Acționare hidraulică, cu apă
- Debit nominal 53 mc/s
- Timp de închidere 20-120 s
- Timp de deschidere 20-120 s
- Etanșare în dublu sens

**Vana aspirator** -pentru izolarea dinspre aval a fiecărui grup reversibil, în vederea reviziilor și reparațiilor sau în caz de avarie, s-a prevăzut câte o vană plană în carcasă acționată hidraulic. Vanele sunt amplasate în caverna transformatoarelor de forță, care este situată la cca 63 m de caverna centralei.

Manevrarea vanelor, atât la închidere cât și la deschidere, este condiționată de poziția închis a vanei sferice de pe admisia turbinei respective. Caracteristici tehnice vană plană :

- Deschiderea în lumină 3200 mm
- Înălțimea în lumină 4700 mm
- Presiunea de calcul 100 mca

- Sistem de acționare cu servomotor hidraulic
- Instalații mecanice auxiliare**-pentru dotarea centralei s-au prevăzut următoarele instalații mecanice auxiliare:
- instalație de apă de răcire;
  - instalație de aer comprimat de înaltă și joasă presiune;
  - gospodărie de ulei; instalație de epuismenț;
  - instalație de golire a aspiratoarelor și a galeriilor de înaltă și joasă presiune, inclusiv instalația de umplere a galeriei de mare presiune;
  - instalație de evacuare a apei din centrală în caz de avarie.

**Instalații de ridicat**-Pentru manevrarea echipamentelor mecanice și electrice din centrală s-au prevăzut două poduri rulante 200/50 tf – 16 m, acționate electric. Cele două poduri rulante se vor cupla în vederea manevrării echipamentelor cu greutatea mai mare decât capacitatea de ridicare a unui pod și vor funcționa independent pentru manevrarea celorlalte echipamente din centrală. Pentru manevrarea vanelor plane în carcasă, s-a prevăzut un pod rulant cu electropalan.

**Instalații de măsură** nivele, debite, grad înfundare grătare-În vederea măsurării și transmiterii la camera de comandă a centralei, a nivelelor apei în lacul inferior și superior, a gradului de înfundare a grătarelor de la prize și pentru determinarea parametrilor de funcționare ai turbinelor-pompă, s-au prevăzut instalații adecvate, dotate corespunzător cerințelor.

**Grup electrogen de intervenție** -Pentru asigurarea alimentării cu energie electrică a consumatorilor vitali din centrală în cazul întreruperii alimentării de bază, s-a prevăzut un grup electrogen de intervenție cu puterea de 2000 kVA.

**Fig.4.18 Grup reversibil turbina-pompa in functiune**



Sursa: Voith

**Derivația de joasă presiune**

**Priza** -Priza din lacul inferior este echipată cu grătar des, înclinat, fix, astfel conceput încât să permită curgerea apei în ambele sensuri cu pierderi de sarcină minime și fără fenomene perturbatorii. Grătarul este prevăzut cu mașină de curățat. Caracteristici tehnice:

- Tipul des, înclinat la 70°
- Suprafață 100 mp
- Lumina între bare 120 mm

**Casa vanelor**-Este prevăzută câte o casă de vane pe fiecare fir de aducțiune, constând din câte un puț umed în care sunt montate o vană plană (organ de lucru) și un batardou (organ de revizie a vanei plane) și o cavernă supraterană echipată cu instalațiile de acționare a acestora. Caracteristici tehnice instalație de vană plană în puț umed:

- Deschiderea în lumină 3700 mm
- Înălțimea în lumină 5500 mm
- Presiunea de calcul 25 mca
- Acționare vana plană hidraulică, cu ulei sub presiune
- Acționare batardou electromecanică

Vana va funcționa în poziție complet deschisă, atât în regim de turbinare cât și de pompare, sau complet închisă asigurând oprirea accesului apei în galeria de mică presiune atât pentru efectuarea operațiilor de mentenanță cât și în caz de avarie. Batardoul va asigura izolarea dinspre lac a vanei pentru efectuarea operațiilor de mentenanță de scurtă durată sau, împreună cu vana, va asigura punerea la uscat a galeriei de mică presiune în cazul intervențiilor (revizii sau reparații).

Vana se va închide sub greutate proprie, în curent sau în apă echilibrată și se va deschide, primii 100 mm sub sarcină și apoi în apă echilibrată iar batardoul se va manevra în presiuni egalizate (prin by-pass încorporat), atât la închidere cât și la deschidere.

**Echipament electric și racordare la SEN**-Centrala Hidroelectrică cu Acumulare prin Pompaj (CHEAP) Tarnița – Lăpuștești este o centrală subterană, echipată cu 4 agregate reversibile cu viteză constantă 4 x 250MW, 15,75kV Echipamentele electrice care urmează a fi instalate în centrala subterană Tarnița – Lăpuștești sunt:

- patru grupuri reversibile cu viteză constantă;
- aparatajul electric de la bornele grupurilor reversibile;
- transformatoarele de forță de bloc (15,75/400 kV) și de alimentare a serviciilor auxiliare de bloc și a serviciilor generale ale centralei;
- cablurile electrice de medie tensiune (6 și 20 kV ) și înaltă tensiune (110 și 400 kV);



- stațiile electrice de medie tensiune (6 și 20 kV) și înaltă tensiune (110 kV);
- instalațiile auxiliare (de legare la pământ, pod rulant, etc.);
- instalațiile electrice de alimentare a serviciilor auxiliare de curent continuu și curent alternativ pentru grupuri și pentru servicii generale ale centralei;
- instalațiile electrice de comandă, protecții și automatizare pentru grupuri și pentru centrală;
- instalațiile de măsură parametri electrici și neelectrici (temperaturi, nivele, debite etc.);
- instalațiile auxiliare de circuite secundare (diagnoză, protecție la spargerea conductei forțate, semnalizare incendii, comunicații etc.).

Racordarea la sistem a CHEAP Tarnița – Lăpușești a fost stabilită printr-un studiu de racordare întocmit de ISPE București în octombrie 2012.

Studiul de racordare a analizat varianta de racordare la sistem a CHEAP Tarnița – Lăpușești:

- racordare prin LEA 400 kV CHEAP Tarnița – Gădălin;
  - racordare prin LEA 400 kV CHEAP Tarnița – Mintia.
- Pentru varianta arătată mai sus s-au analizat următoarele:
- dimensionarea liniilor și unităților de transformare în variantele cu N și N-1 elemente în funcțiune;
  - nivelul pierderilor de putere în regimuri permanente (RMB), pierderi calculate pentru ambele regimuri de funcționare a grupurilor (generator – turbină și motor-pompă);
  - condițiile de stabilitate a rețelelor în urma conectării centralei la sistem;
  - condițiile de stabilitate tranzitorie, stabilindu-se:
  - timpul critic de eliminare a scurtcircuitelor, pentru stabilitatea centralelor electrice din zonă;
  - determinarea timpului critic la scurtcircuite trifazate la 400 kV, pentru ambele regimuri de funcționare ale centralei;
  - protecțiile mașinilor electrice sincrone contra ieșirii din sincronism;
  - participarea grupurilor din CHEAP la reglajul tensiunii din zonă;
  - analiza solicitărilor la scurtcircuit.

Ținând cont de analizele arătate mai sus, în condițiile dezvoltării liniilor și surselor de putere din sistem la nivelul anului 2018-2022, a rezultat ca optimă următoarea variantă de racordare la sistem a CHEAP Tarnița-Lăpușești:

- realizarea unei stații de 400 kV la CHEAP;
- realizarea unei LEA dublu circuit de cca 158 km până la stația de 400 kV Mintia, pentru care traseul posibil a fost analizat și este fezabil;

- realizarea unei LEA 400 kV dublu circuit de cca 74 km până la stația de 400 kV Gădălin.

**Instalațiile electrice de medie și înaltă tensiune montate în centrală-CHEAP Târnița – Lăpușești** este o centrală subterană, formată din:

- caverna principală (sala mașinilor) în care sunt instalate cele patru grupuri reversibile și anexele lor (115 x 23 x 45 m);
- caverna trafo, în care sunt instalate cele 4 transformatoare de bloc și celelalte transformatoare de 110/15,75 kV și de 110/ 20 kV;
- caverna trafo este legată de caverna principală printr-o galerie cu lățimea de 12 m și lungimea de 35 m;
- galeriile de legătură dintre grupurile reversibile și transformatoarele bloc, galerii în care sunt instalate barele capsulate de 15,75 kV, 12 kA de evacuare a puterii produse/consumate și barele capsulate de 15,75 kV, 2,5 kA de lansare grup reversibil în regim de motor;
- galeria secundară de legătură între cele două caverne, amplasată la capătul opus platformei de montaj. Această galerie asigură evacuarea personalului de exploatare în caz de incendiu;
- galeria de acces principal, în lungime de cca 1070 m, este utilizată pentru transportul în subteran a tuturor echipamentelor și materialelor, precum și pentru accesul persoanelor.
- galeria de cabluri, în lungime de cca 800 m, este utilizată pentru montarea cablurilor de 400 kV, 110 kV, 20 kV, 6 kV și a cablurilor de circuite secundare. Această galerie este calea de rezervă pentru evacuarea personalului de exploatare.

**Grupurile reversibile generator-motor** - În centrală se instalează grupurile, în conformitate cu eșalonarea în două etape a montării celor 4 grupuri reversibile. Fiecare grup reversibil generator-motor este antrenat de o mașină hidraulică reversibilă turbină – pompă. Grupul reversibil este o mașină de curent alternativ trifazat, tip sincron, cu ax vertical și care se livrează cu toate instalațiile funcționale anexă și anume:

- mașina electrică propriu-zisă, compusă din:
- stator (carcasă, circuit magnetic, înfășurări etc.);
- rotor (arbore, circuit magnetic, poli cu înfășurări de excitație, înfășurare de amortizare etc.);
- lagăr radial și steaua de reazem și fixare;
- lagăr axial-radial și steaua de reazem și fixare;
- sistemul de fixare în fundație;
- sistemul de excitație, tip static, cuprinde:
- transformatorul de excitație, tip uscat, 15,75 kV, 1500 kVA;
- sistemul de redresare, cu tiristori;

- căile de curent pentru conectarea transformatorului de excitație la bornele grupului, inclusiv dispozitivele de comutare și protecție;
- aparatajul de comutație pe partea de curent continuu;
- sistemul de dezexcitare;
- regulatorul automat de tensiune;
- instalațiile auxiliare ale grupului reversibil:
- instalația de ventilație, pentru ambele regimuri de funcționare, ventilația făcându-se în circuit închis, cu ajutorul unor ventilatoare acționate cu motoare electrice;
- instalația de răcire a aerului de ventilație cu răcire aer-apă;
- sistemul de control termic, cu termorezistențe plate și cilindrice;
- sistemul de frânare electrică, mecanică și de ridicare rotor;
- instalația de detectare și stingere incendii în interiorul generatorului-motor;
- sistemul de măsură și supraveghere a vibrațiilor;
- sistemul de măsură și supraveghere a întrefierului;
- instalația de încălzire a grupului reversibil pe perioadele de staționare a acestora;
- instalația de injecție ulei sub presiune la lagărul axial;
- instalația de răcire ulei lagăre radial și axial-radial în răcitoare ulei-apă;
- sistemul de pornire a grupului în regim de motor, instalație cu frecvență variabilă, cuprinzând:
- transformatorul de alimentare 110/15,75 kV;
- echipamentul principal de pornire, cu tiristori;
- aparatajul de comutație și protecție de pe circuitul de alimentare;
- dulapurile cu aparatajul de automatizare a echipamentului de pornire;
- barele capsulate de legătură dintre instalația cu frecvență variabilă și grupurile reversibile (15,75 kV, 2,5 kA);
- traductorul de turație, pentru alimentarea regulatorului de turație al turbinei;
- sistemul de automatizare și semnalizare a proceselor de funcționare, în toate regimurile de funcționare posibile, cu posibilitatea supravegherii și conducerii prin calculator a oricărei instalații;
- un set de SDV-uri pentru montaj și reparații, inclusiv dispozitivele pentru manevrarea rotorului și statorului în centrală;
- un set de piese de uzură și rezervă, care se vor livra odată cu furnitura grupului;
- documentația tehnică pentru ambalare, transport, depozitare, montaj, probe, punere în funcțiune, exploatare, mentenanță etc.



- bare capsulate monofazate de 15,75 kV, 12.000 A, montate între bornele grupului reversibil și bornele transformatorului de 280 MVA. Din aceste bare capsulate de mare intensitate sunt realizate derivații tot în bare capsulate pentru:
- racordul transformatorului de servicii auxiliare grup de 2500 kVA 15,75/0,4 kV;
- racordul transformatorului de excitație de 1500 kVA, 15,75/0,4 kV;
- racordul la barele generale de pornire cu convertizor de frecvență variabilă;
- aparatajul de scurtcircuitare pentru frânarea electrică a grupului reversibil;
- aparatajul electric pentru conectare (întreruptoare, separatoare) de pe circuitul de pornire grup reversibil în regim de motor (instalația cu convertizor cu frecvență variabilă);
- transformatoarele de curent 15,75 kV, 75 (100)/5/5/5A, montate pe racordul transformatoarelor de excitație (de servicii auxiliare) grup;
- transformatoarele de servicii auxiliare de 2500 kVA, 15,75/0,4 kV, montate la bornele grupului reversibil, inclusiv aparatajul de comutație de pe partea de medie și joasă tensiune;
- racordul cu separatoarele de 15,75 kV, separatoare ce realizează inversarea fazelor în scopul trecerii grupului din regim de generator în regim de motor.

**Transformatoarele de forță de 280 MVA și celelalte transformatoare de forță montate în centrala subterană-**În centrală sunt montate 4 transformatoare de bloc de 280 MVA în patru boxe separate, situate în caverna transformatoarelor. Transformatoarele de 280 MVA sunt de tip trifazat, cu înfășurări din cupru, izolație în ulei, pentru montaj într-o încăpere subterană, răcirea uleiului fiind făcută cu răcitoare ulei-apă. Principalele caracteristici tehnice ale transformatorului de 280 MVA sunt:

- |                       |            |
|-----------------------|------------|
| • tip transformator   | TTUS-OFNF; |
| • puterea nominală    | 280 MVA;   |
| • număr de înfășurări | 2;         |

**tensiuni nominale:**

- |   |                         |
|---|-------------------------|
| • înaltă tensiune                                 | 400 kV;                 |
| • joasă tensiune                                  | 5,75 kV;                |
| • reglaj sub sarcină pe partea de înaltă tensiune | $\pm 8 \times 1,56\%$ ; |
| • grupa de conexiuni                              | YNd-11;                 |
| • tensiunea nominală de scurtcircuit              | 15,5 %.                 |

În afara transformatoarelor bloc de 280 MVA, în caverna trafo se vor mai instala:

- două transformatoare de forță de 25 MVA, 110/15,75 kV, pentru alimentarea celor două convertizoare de pornire cu frecvență variabilă;
- un transformator de forță de 10 MVA, 110/20 kV, pentru alimentarea cu energie electrică a stației de 20 kV.

Fiecare din transformatoarele de mai sus sunt instalate în boxe separate, prevăzute cu cuve din beton, capabile să rețină cca 20% din volumul de ulei din transformatorul respectiv, restul de 80% din uleiul transformatorului fiind colectat într-un rezervor central (rezervor de ulei uzat).

Transformatoarele de servicii auxiliare grup (2500 kVA) și de excitație (1500 kVA), inclusiv cele de rezervă pentru servicii auxiliare și de excitație, sunt transformatoare uscate, cu bobinajul de ÎT și de JT înglobate în rășină. Transformatoarele de servicii auxiliare grup (2500 kVA) sunt montate lângă fosa grupurilor reversibile, legătura dintre barele capsulate de 15,75 kV, 12 kA și transformatorul de servicii auxiliare de 2500 kVA făcându-se în bară capsulată. Transformatoarele de excitație (1500 kVA) sunt instalate lângă bornele grupurilor. În toate boxele transformatoarelor de 400/15,75 kV, 110/15,75 kV 110/20 kV sunt prevăzute instalații de detectarea incendiilor și o instalație de stins incendiu cu apă pulverizată.

**Stația de conexiuni 400 kV** -Conform proiectului de racordare la sistem, CHEAP Tarnița – Lăpuștești se racordează la SEN prin două linii aeriene de 400 kV, dublu circuit:

- LEA 400 kV dublu circuit CHEAP – Mintia,
- LEA 400 kV dublu circuit CHEAP – Gădălin.

La CHEAP Tarnița -Lăpuștești este prevăzută o stație de 400 kV, cu bare duble, amplasată pe o platformă la suprafață, formată din 9 celule capsulate, cu SF6 (tip GIS), pentru racordarea celor 4 linii de 400 kV, a celor 4 blocuri de celor 4 blocuri grup reversibil – trafo 280 MVA și o celulă de cuplă transversală și măsură bare.

În subteran se va monta o altă stație de 400 kV, formată din 4 celule cu SF6 capsulate, de tip GIS echipate cu întreruptor, separator cu un cuțit de punere la pământ, transformatoare de măsură a tensiunii și a curentului și cuțit de punere la pământ.

Legăturile dintre transformatoarele de forță de 280 MVA și stația de 400 kV în SF6 subterană sunt realizate în bare capsulate de 400 kV, iar legăturile dintre stația de 400 kV subterană și stația de 400 kV supraterană, sunt realizate în cabluri de 400 kV.

Stația de 400 kV subterană are următoarele roluri:

- conectarea la barele stației a blocurilor grup reversibil – transformator ridicător;
- evacuarea în SEN a puterii produse de blocuri în regimul de funcționare ca generator;

- alimentarea din SEN a blocurilor funcționând în regimul de motor;
- sincronizarea grupurilor reversibile cu SEN-ul;
- măsura puterii și energiei debitate/consumate de fiecare grup reversibil.

Pentru fiecare celulă 400 kV au fost prevăzute dulapuri locale de comandă și dulapuri de protecții electrice realizate cu terminale de protecție numerice.

**Stația de 110 kV-La CHEAP Tarnița – Lăpuștești,** stația de 110 kV are următoarele roluri:

- alimentarea cu energie electrică a instalațiilor de pornire în regim de motor (pompa) cu convertizor static de frecvență;
- alimentarea cu energie electrică a stației 20 kV din centrală.

Dată fiind puterea foarte mare a grupurilor reversibile, cât și masa mare a rotoarelor motorului și pompei, pentru pornirea în regim de motor a grupului reversibil este necesară o putere de cca 18 – 22 MW, putere care poate fi asigurată din SEN la tensiunea de 110 kV.

Stația de 110 kV cuprinde 5 celule echipate cu întreruptoare și o celulă de măsură tensiune (2 LEA 110 kV, 2 trafo 25MVA, 1 trafo 10MVA). Stația de 110 kV este formată din celule cu SF 6 capsulate, de interior, tip GIS, amplasate în subteran, deasupra boxelor transformatoarelor de 25 MVA și 10 MVA.

Legăturile dintre stația 110 kV de la centrală și stația de 110 kV de sistem se face prin intermediul unei LES 110 kV dublu circuit. Pentru fiecare celulă 110 kV au fost prevăzute dulapuri locale de comandă și dulapuri de protecții electrice realizate cu terminale de protecție numerice.

**Cablurile de 400 kV** -Legăturile dintre stația de 400 kV în SF6 (Sulf hexafluoride) amplasată în subteran și stația de 400 kV în SF6, amplasată la suprateran, se fac în cabluri monofazate de 400 kV, montate în treflă, susținute de construcții metalice prefabricate pe galeria de cabluri. Cutiile terminale ale cablurilor de 400 kV amplasate în stațiile de 400 kV (tip GIS) de la subteran și suprateran sunt cu izolație în SF6.

Principalele caracteristici tehnice ale cablurilor de 400 kV sunt:

- |                                      |                                |
|--------------------------------------|--------------------------------|
| • tip cablu                          | monofazat, cu izolație uscată; |
| • tensiunea nominală între faze      | 400 kV;                        |
| • tensiunea maximă de funcționare    | 420 kV;                        |
| • puterea transportată pe circuit    | 560 MVA;                       |
| • puterea de scurtcircuit            | 20 000 MVA;                    |
| • curentul de scurtcircuit monofazat | 12 kA;                         |
| • durata scurtcircuitului            | 1s;                            |
| • regim de lucru                     | continuu;                      |
| • neutrul rețelei de 400 kV          | legat la pământ;               |
| • materialul conductorului           | cupru;                         |



**Stațiile de 20 kV și 6 kV**-Este prevăzută o stație de 20 kV, de interior, dublu sistem de bare, amplasată în subteran, în caverna transformatoarelor, deasupra boxelor transformatoarelor de 280 MVA, cu următoarele funcții:

- asigurarea energiei electrice pentru serviciile generale ale centralei;
- asigurarea energiei electrice pentru serviciile proprii 0,4 kV ale grupului în timpul pornirii centralei;
- asigurarea alimentării de rezervă a excitației grupurilor;
- asigurarea energiei electrice pentru serviciile proprii ale stației de 400 kV supraterană.

Data fiind importanța stației de 20 kV în asigurarea cu energie electrică a serviciilor proprii și generale 0,4 kV, sunt asigurate următoarele alimentări:

- din sistemul local de 20 kV, din LEA 20 kV d.c., existentă, Mărișelu - Tarnița;
- din rețeaua de 110 kV, prin transformatorul de forță 110/20 kV, 10 MVA;
- din grupul electrogen de 2000 kVA, conectat la barele stației supraterane de 6 kV, amplasată la gura galeriei de cabluri.

Este prevăzută o stație de 20 kV, supraterană, amplasată la gura galeriei de cabluri, care are rolul de a asigura energia electrică necesară blocului tehnic de la gura galeriei de cabluri și stației supraterane de 6 kV.

Este prevăzută și o stație de 6 kV, supraterană, amplasată la gura galeriei de cabluri. Această stație asigură alimentarea electropompelor de avarie, pe barele ei fiind conectat și grupul electrogen de 2000 kVA.

Stațiile de 20 kV precum și stația de 6 kV sunt realizate cu celule metalice, prefabricate, de interior, tip închis, rezistente la arc liber, cu întreruptor cu SF6. În compartimentele de circuite secundare ale celulelor stațiilor de 20 kV și 6 kV sau fost prevăzute terminale de protecție numerice.

**Instalații electrice exterioare.** Obiectele exterioare centralei subterane sunt:

**Instalațiile electrice de la gura galeriei de cabluri** - Galeria de cabluri servește pentru montarea circuitelor de cabluri de forță de 400, 110, 20, 6 kV și de circuite secundare. Ea servește și pentru:

- cale de evacuare de siguranță pentru personalul de exploatare;
- cale de introducere a aerului proaspăt pentru ventilație, prin tuburi de ventilație de secțiune corespunzătoare;
- cale de evacuare a fumului, prin tuburi speciale.

Ventilația galeriei de cabluri (evacuare aer cald) se face prin baterii de ventilatoare montate la gura galeriei de cabluri. La gura galeriei de cabluri este prevăzut un bloc tehnic, cuprinzând și un post de transformare, 20/0,4 kV, format din:

- o stație de 20 kV, cu celule metalice prefabricate de 24 kV, 630 A ( 2 celule LEA 20 kV, 2 celule trafo 630 kVA și 1600 kVA, 1 celulă legătură cu stația de 20 kV din subteran, 1 celulă măsură + descărcător );
- un transformator de forță 630 kVA, 20/0,4 kV montat în interior;
- o stație de 6 kV, cu 10 celule metalice prefabricate de 7,2 kV, 630 A, ( 2 celule trafo 400 kVA și 1600 kVA, 1 celulă racord grup Diesel, 1 celulă măsură, 6 celule alimentare consumatori 6 kV );
- un transformator de forță 1600 kVA, 6/20 kV, montat în interior;
- dulapuri metalice prefabricate echipate cu aparataj de distribuție pentru consumatori de 0,4 kV (ventilatoare, baterii de încălzire, electrovane apă incendiu pentru galeria de cabluri, iluminat galerie și bloc tehnic, redresori etc.);
- un dulap metalic prefabricat cu aparataj de distribuție 24 V curent continuu. În același dulap sunt instalate și bateria de acumulatori de 24 V cu electrolit gel și redresorul de încărcare baterie de acumulatori;
- un grup electrogen de intervenție, acționat de un motor Diesel, generatorul acestuia fiind conectat la barele stației de 6 kV și prin transformatorul de 1600 kVA, 6/20 kV acest grup de intervenție poate alimenta stația de 20 kV de la gura galeriei de cabluri și stația de 20 kV din centrala subterană;
- cablurile de 20 kV, 6 kV și 0,4 kV de alimentare a consumatorilor;
- dulapurile de distribuție de la partea de instalații, (iluminat, prize de forță etc.)
- dulapurile de comandă a stațiilor de racord de 110 kV;
- instalația de legare la pământ a blocului tehnic (țărnuși verticali din țevă zincată, benzi de legătură din oțel zincat, legături cu centrala subterană din benzi de oțel zincat montate pe galeria de cabluri, centuri interioare de legare la pământ, legături la aparate).

**Instalațiile electrice de la gura galeriei de acces principal** - Galeria de acces principal reprezintă calea de acces pentru transportul materialelor de construcție necesare realizării centralei, a echipamentelor și materialelor de montaj a acestora și cale de acces principal pentru personalul de execuție și de exploatare. Prin galeria de acces principal se evacuează aerul din centrală (priza de aer proaspăt și tubulatura de evacuare fum sunt prevăzute pe galeria de cabluri). La gura galeriei de acces principal este prevăzut un bloc tehnic cuprinzând și un post de transformare 20/0,4 kV, format din :

- o stație de 20 kV, cu 6 celule metalice prefabricate de interior 20 kV, 630 A (2 celule de LEA, 1 celulă de trafo 630 kVA, 1 celulă măsură, 1 celulă descărcători, 1 celulă rezervă);
- un transformator de forță 630 kVA, 20/0,4 kV, montat în interior;
- dulapuri metalice prefabricate, echipate cu aparataj de distribuție pentru consumatori de 0,4 kV ( iluminat galerie acces și bloc tehnic, încălzire și prize de forță bloc tehnic, ateliere etc.);

- cablurile de 20 kV și 0,4 kV de alimentare consumatori și cablurile de circuite secundare;
- dulapurile de distribuție de la partea de instalații (PIL, PF );
- instalația de legare la pământ a blocului tehnic (priză de legare la pământ exterioară, centuri interioare de legare la pământ, benzi de legătură etc.).

**Instalațiile electrice de la acumularea superioară** - La acumularea superioară sunt instalate:

- vanele plane pentru golirea de fund a acumulării;
- vanele plane în puț umed și batardourile pentru priza de apă a aducțiunii.

**Instalațiile electrice vane priză lac superior sunt:** - instalația electrică de alimentare, comandă și semnalizare batardouri priză, formată din:

- dulap de alimentare, comandă și semnalizare pentru batardou plan de la priză;
- limitatori pentru urmărire cursă batardou, utilizați la instalația de comandă și semnalizare;
- instalațiile electrice de la troliul de acționare batardou;
- cabluri de alimentare 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;
- instalația electrică de alimentare, comandă și semnalizare vană priză, formată din:
- dulap electric de alimentare, comandă și semnalizare pentru vană plană priză;
- limitatori pentru urmărirea cursei vanei, utilizați în circuitele de comandă și automatizare vană;
- parte electrică cuprinsă în grupul de pompare pentru acționarea hidraulică a vanei (motoare, traductori nivel, electrovane, limitatori de cursă etc.);
- cabluri de alimentare 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;
- instalația de legare la pământ de la casa vanelor ( priză de legare la pământ, centuri interioare de legare la pământ, legături la echipamente etc.).

**Instalațiile electrice vane golire de fund lac superior sunt:** - instalația electrică de alimentare, comandă și semnalizare vane plane golire de fund acumulare superioară, formată din:

- dulap electric de alimentare, comandă și semnalizare pentru vane plane golire de fund;
- limitatori pentru urmărire poziții vane golire de fund, utilizați în instalația de comandă și automatizare vane;
- partea electrică cuprinsă în grupul de pompare pentru acționarea hidraulică a vanelor (motoare electrice, traductori nivel, electrovane, limitatori de cursă etc.);
- cabluri de alimentare 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;

- instalația de legare la pământ de la casa vanelor (priză de legare la pământ, centuri interioare de legare la pământ, legături la echipamente etc.);
- instalații electrice mașină de ridicat din casa vanelor.

La acumularea superioară este prevăzută „ Casa barajistului ”, care cuprinde:

- un post de transformare 20/0,4 kV amplasat la parterul clădirii, compus din:
- stație de 20 kV, cu 6 celule metalice prefabricate de interior 24 kV, 630 A (2 celule de LEA 20 kV, 1 celulă de trafo, 1 celulă măsură + descărcători, 1 celulă rezervă);
- un transformator de forță 20/0,4 kV, 400 kVA, montat în interior;
- dulapuri metalice prefabricate de distribuție 0,4 kV pentru alimentarea consumatorilor de la golirea de fund și priză;
- dulap metalic prefabricat de distribuție 24 Vc.c., în care sunt instalate și bateria de acumulatori și redresorul de încărcare a bateriei;
- un dulap de comandă și automatizare pentru postul de transformare și pentru cele două case de vane. În acest dulap se centralizează toate informațiile și comenzile de la casele de vane și de la postul de transformare, fiind transmise prin fibră optică la centrală și de aici la dispecer;
- un grup Diesel de intervenție de 150 kW, montat într-o încăpere separată, conectat la barele de 0,4 kV din postul de transformare;
- cabluri de forță 20 kV și 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;
- priză de legare la pământ la postul de transformare (priză exterioară de legare la pământ, centuri interioare de legare la pământ, benzi de legătură, legături cu prizele de legare la pământ de la cele două case de vane etc.);
- camera de exploatare baraj, cuprinzând și încăperea AMC-urilor;
- încăperi de locuit cu anexele necesare.

**Instalațiile electrice de la acumularea inferioară (Lacul Tarnița) -** La acumularea inferioară (lacul existent Tarnița), sunt prevăzute următoarele:

- casa vanelor priză (câte o casă de vane pe fiecare aducțiune);
- mașina de curățat grătare;
- casa barajistului.

Instalațiile electrice de la fiecare din cele două case de vană priză lac inferior sunt:

a) instalația electrică de alimentare, comandă și semnalizare batardouri priză, formată din:

- dulap de alimentare, comandă și semnalizare pentru batardou;
- limitatoare pentru urmărirea cursei batardoului;

- instalațiile electrice de la troliul de acționare batardou;
- cabluri de alimentare 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;

b) instalația electrică de alimentare, comandă și semnalizare vană priză, formată din:

- dulap electric de alimentare, comandă și semnalizare pentru vană priză lac inferior;
- limitatori pentru urmărirea cursei vanei, limitatori utilizați în circuitele de comandă și automatizare vană;
- partea electrică aferentă grupului de pompare pentru acționarea hidraulică a vanei (motoare, traductoare nivel, electrovane, limitator de cursă);
- cabluri de alimentare 0,4 kV și cabluri de comandă și semnalizare;
- instalația de legare la pământ de la casa vanelor;
- instalația electrică aferentă mașinii de ridicat din casa vanelor.

c) Instalația electrică de alimentare și comandă aferentă mașinii de curățat grătare se compune din:

- cutia de alimentare cu energie electrică a mașinii de curățat grătare;
- instalația electrică de comandă și automatizare a mașinii de curățat grătare;
- limitatoare de cursă;
- motoarele electrice de acționare a mașinii de curățat grătare;
- cabluri electrice de alimentare și comandă.

La acumulara inferioară este prevăzută „ Casa barajistului ”, care cuprinde:

- un post de transformare 20/0,4 kV amplasat la parterul casei barajistului, compus din: stație de 20 kV, formată din 6 celule metalice prefabricate de 24 kV, 630 A (2 celule LEA 20 kV, 1 celulă trafo, 1 celulă măsură + descărcători, 1 celulă rezervă);
- un transformator de forță 400 kVA, 20/0,4 kV, pentru alimentarea consumatorilor;
- dulapuri metalice prefabricate de distribuție 0,4 kV pentru alimentarea consumatorilor de la priză (casa vanelor + mașină de curățat grătare);
- dulap metalic prefabricat de distribuție 24 Vc.c., în care sunt instalate și bateria de acumulatori și redresorul de încărcare a bateriei;
- un dulap de comandă și automatizare pentru postul de transformare și pentru cele două case de vane ale prizelor. În acest dulap se centralizează toate informațiile și comenzile de la postul de transformare și de la casele de vane pentru prizele de apă, aceste informații și comenzi fiind transmise prin fibră optică la centrala subterană și de aici la dispecer;
- un grup Diesel de intervenție de 125 kVA, montat într-o încăpere separată, conectat la barele de 0,4 kV din postul de transformare;

- cabluri de forță 20 kV și 0,4 kV și cablurile de comandă și semnalizare de la postul trafo;
- priza de legare la pământ din postul de transformare, priză legată cu instalațiile de legare la pământ de la casele de vane priză;
- camera de exploatare baraj, cuprinzând și încăperea AMC-urilor;
- încăperi de locuit cu camerele necesare.

**AMC-aparate de masura si control** - Supravegherea comportării construcțiilor are ca scop principal cunoașterea stării, stabilității și funcționalității construcțiilor în raport cu proiectul, pe baza unui program de măsurători AMC și de observații directe. Comportarea construcțiilor trebuie urmărită în toate fazele vieții acestora – execuție, punere sub sarcină, exploatare – precum și după evenimente deosebite ca solicitări excepționale, accidente, avarii ș.a.

Parametrii de comportare propuși pentru urmărirea specială și tipurile de AMC la **Rezervorul superior:**

- tasările corpului de umplură al digului, prin tubații verticale de tasare și ale coronamentului acestei construcții, prin măsurători pe reperi de nivelment; tasările digurilor vor fi măsurate în timpul execuției cu ajutorul tubațiilor verticale de tasare, care vor fi scoase din funcțiune în timpul exploatării;
- evoluția încărcării hidrostatice amonte a digului, prin măsurarea nivelurilor apei pe miră și la telelimnimetru;
- nivelurile de filtrație prin corpul digurilor lacului, cu foraje piezometrice și pe zona exterioară acumulării, prin măsurători în foraje hidrogeologice; atât forajele piezometrice, cât și cele hidrogeologice vor fi echipate cu senzori piezometrici;
- debitele drenate în galeria perimetrală de vizitare și drenaj de la piciorul amonte al digului, cu deversoare; deversoarele vor fi echipate cu senzori de măsură debit;
- deplasările relative dintre tronsoanele de galerie perimetrală, cu cleme dilatometrice;
- măsurătorile de la toate aparatele cu telecitire vor fi colectate cu ajutorul unei stații automate de achiziție.

#### **Centrala hidroelectrică și caverna trafo:**

- nivelul apei în jompul pompelor de epuiment, prin măsurători la miră;
- temperatura în caverna centralei, prin măsurători la traductori de temperatură;
- deformațiile rocii cavernei și stările de eforturi unitare, prin măsurători la telerocmetre, celule de presiune totală și dinamometre de armătură;
- înclinările stâlpilor centralei, prin măsurători la teleclinometre;

- tasările centralei și ale galeriei de acces, prin măsurători la reperi de nivelment;
- măsurătorile de la toate aparatele cu telecitire vor fi colectate cu ajutorul unei stații automate de achiziție.

#### **Derivația de mică presiune:**

- deformațiile absolute ale suprafeței versantului pe trei direcții de referință, prin măsurători de microtriangulație și nivelment.

#### **Parametrii de comportare urmăriți de AMC pe Obiect de construcție**

#### **Lac superior Lăpuștești**

- niveluri apă, niveluri și debite de infiltrație, tasări, deplasări relative miră, telelimnometru, deversoare, reperi, tubații de tasare, foraje piezometrice și hidrogeologice, cleme dilatometrice
- Centrala hidroelectrică și caverna trafo niveluri, temperaturi, eforturi unitare, deformații rocă, înclinări, tasări mira, traductori de temperatură, celule de presiune totală, dinamometre, telerocmetre, teleclinometre, reperi de nivelment

#### **Derivația de mică presiune**

- deformații versanți, reperi topo de nivelment și microtriangulație

Parametrii urmăriți sunt în principal nivelurile de apă de retenție și de infiltrație, deformațiile și stările de eforturi. Tot în tabelul de mai sus sunt prezentate tipurile de aparate de măsură și control cu care se urmăresc prin măsurători parametrii de comportare ai construcțiilor. Pentru echiparea cu AMC s-au avut în vedere prevederile legislative tehnice specifice aflate în vigoare la data elaborării prezentei documentații.

**Organizare de șantier și socială** - Lucrările de construcții-montaj pentru obiectivele ce compun CHEAP Tarnița – Lăpuștești din zona lacului de acumulare existent Tarnița se situează din punct de vedere administrativ în județul Cluj. Accesul în zonă este asigurat pe drumul existent pe conturul lacului Tarnița – Mărișelu la cota 530 mdM, drum care este asfaltat și comporta unele redimensionări în vederea asigurării transportului echipamentului greu cu un convoi de 55 m și raza minimă de viraj de cca 30 m.

Criteriile care au stat la baza inițierii schemei generale de organizare sunt:

- amplasarea obligatorie a obiectelor amenajării (acumularea, derivațiile, centrala) cu punctele de lucru stabilite;
- sursele de material de construcții existente în zonă;
- căile de acces existente;
- volumele de lucrări programate conform graficului general de eșalonare în vederea respectării duratei de execuție stabilite de 7 ani;



- necesitățile tehnico-administrative și de organizare a platformelor tehnologice de lucru;
- volumul de materiale necesare de aprovizionat.

Pentru realizarea tuturor obiectelor amenajării se propune realizarea unui grup de șantier principal amplasat în colonia Tarnița, format din:

- **șantierul 1 („Rezervor superior”)**, este amplasat pe platforma centralizată de la cota 1050 mdM;
- **șantierul 2 („Centrala”)**, amplasat pe platforma centralizată, de la cota 530 mdM.

**Organizarea tehnologică** - principalele volume de lucrări ce intră în lucrare sunt:

- |                            |               |
|----------------------------|---------------|
| • Excavații la zi          | 3.265.000 mc; |
| • Excavații în rocă la zi  | 3.700.000 mc; |
| • Excavații subterane      | 560.000 mc;   |
| • Umpluturi                | 5.200.000 mc; |
| • Beton la zi              | 16.000 mc;    |
| • Beton în subteran        | 192.000 mc;   |
| • Pereu din beton asfaltic | 433.000 mp;   |
| • Injecții                 | 12.000 tone;  |
| • Drenaje                  | 2.400 ml.     |

Principalele cantități de materiale ce se pun în operă în lucrare sunt:

- |                     |              |
|---------------------|--------------|
| • Oțel beton        | 15.000 tone; |
| • Profile metalice  | 2.000 tone;  |
| • Tablă neagră      | 72 tone;     |
| • Țevi – conducte   | 210 tone;    |
| • Ciment            | 57.000 tone; |
| • Cabluri electrice | 8,6 km;      |
| • Cherestea         | 7.400 mc;    |
| • Nisip             | 150.000 mc;  |
| • Pietriș           | 400.000 mc;  |
| • Blindaje          | 19.000 tone; |

Pentru aprovizionarea continuă a șantiierelor și punctelor de lucru cu materiale, utilaje, unelte, echipamente etc., se propune modernizarea depozitului central de la Gârbau.

Platformele de lucru vor fi prevăzute cu obiectele strict necesare pentru realizarea obiectivului respectiv și asigurarea condițiilor optime privind buna desfășurare a lucrărilor de bază. S-au preconizat următoarele categorii de lucrări:

- spații administrative, birouri;
- magazii de materiale, închise și deschise;

- depozite speciale pentru păstrarea materialelor ușor inflamabile;
- estacade, rampe, planuri înclinate;
- remize p.s.i.;
- construcții și instalații de folosință generală: drumuri, căi de rulare, rețele electrice, rețele de apă, împrejmuiri etc.

**Organizarea socială** - În punctul destinat lucrărilor de organizare de șantier, se vor executa construcții cu caracter provizoriu pentru cazarea și deservirea muncitorilor constructori și a personalului tehnico-administrativ. Necesarul forțelor de muncă și dinamica acesteia sunt determinate de graficul de eșalonare a valorii de C + M și de productivitatea anuală a muncitorului.

Spațiile necesare cazării populației șantierelor, cât și spațiile pentru acoperirea necesităților sociale și culturale, au fost determinate conform normativelor în vigoare, sau prin indici rezultați din lucrări asemănătoare, proiectate de ISPH și executate de constructori autohtoni. Schema de organizare propune amenajarea următoarelor colonii:

- Colonia Mărișelu, platforma existentă la confluența pârâului Someșul Cald cu pârâul Leșu;
- Colonia Lăpuștești – platforma de lângă satul Lăpuștești și de lângă Rezervorul Superior, la cota 1050 mdM;
- Colonia Tarnița – pe amplasamentul fostei colonii de la execuția barajului Tarnița.

Coloniile au fost dimensionate la strictul necesar, ținând cont de necesarul forței de muncă, în conformitate cu structura prevăzută de normele în vigoare.

**Drumuri** - Drumurile sunt destinate atât transportului de materiale și utilaje în perioada de construire a amenajării, cât și accesului auto pentru intervenții și exploatare la obiectivele amenajării. La stabilirea căilor de acces s-a ținut seama de folosirea rețelei de drumuri existente și de ocuparea cât mai redusă de noi suprafețe de teren.

SF ISPH prevedea realizarea drumului de legătură între rezervorul inferior (lacul Tarnița) și rezervorul superior (Lăpuștești) prin intermediul unui drum nou de coastă care pe lângă execuția laborioasă era prevăzut a fi realizat prin defrișarea pădurii - prin PUZ s-a convenit reabilitarea/modernizarea drumului forestier existent și care face în prezent legătura între cele două zone, evitându-se astfel defrișarea pădurii. Accesul la obiectivele investiției energetice se realizează pe căi rutiere, deoarece în zona amplasamentului acestor lucrări nu există posibilitatea transportului feroviar pentru material și utilaje necesare executării lucrărilor și mai apoi a echipamentelor cu care este dotată amenajarea.

Accesul auto în zona amenajării este asigurat din drumul național DN1 Cluj-Oradea sau prin autostrada Transilvania A3 până în localitatea Gilău de unde, prin intermediul DJ 107, se ajunge la amplasament.

Pentru lucrările ce se vor executa pe creastă, în zona Lăpuștești accesul este asigurat tot din DN1 Cluj-Oradea prin localitatea Căpuș pe DJ 108 C1 care face legătura până la localitatea Râșca iar apoi se urmează traseul DC Râșca-Lăpuștești pentru a ajunge la platoul unde va fi amenajat rezervorul superior. Legătura rutieră între partea inferioară a investiției, situată la cota 530 mdM, și partea superioară, reprezentată de platoul Lăpuștești, este realizată de două rute:

- drumul ce se desprinde la coada lacului Tarnița din DJ 107 P și urmează conturul de pe latura stângă a lacului Tarnița până la intersecția cu pâraul Fărcașa de unde prin intermediul unui drum forestier (greu practicabil) se ajunge pe platoul Lăpuștești (traseu modificat față de SF 2008);
- drumul ce se desprinde în zona Coloniei Mărișelu din DJ107 P și care ajunge la satul Lapuștești de unde, prin intermediul unui drum local, se ajunge la platoul Lăpuștești (rezervorul superior).

Accesul atât auto cât și pietonal la centrala subterană se va efectua prin intermediul unei galerii de acces care debușează în frontul Tarnița pe drumul local. Prin galeria de cable se asigură un al doilea acces la construcțiile subterane. Pentru accesul la obiectivele investiției va fi necesar a fi construite următoarele drumuri noi cu o lungime de 20,6 km :

- drum de acces la centrală (drum de exploatare categ. I L=1,50 km) ;
- drum de acces la galeria de cabluri și prize (drum de exploatare categ II L=1,30 km)
- drum de acces la colonia Lăpuștești (drum de exploatare categ I L=2,50 km) ;
- drum contur lac superior (drum de exploatare categ I L=2,50 km) ;
- drum coronament și bretele de urcare și cob. (categ II L=5,00 km) ;
- drum de acces la cariera superioară (drum de exploatare categ I L=0,60 km) ;
- bretele de acces cariera superioară (drum de exploatare categ II L=1,40 km) ;
- drum de acces la haldă și bretele acces (drum de exploatare categ I L=1,80 km) ;
- drum de exploatare (drum de exploatare categ II L=4,00 km).

Pentru accesul la obiectivele investiției va fi necesar a fi reamenajate următoarele drumuri în lungime de cca 75 km :

- drum de acces la rezervor superior (drum exploat. categ I L=8,00 km);
- reamenajări drum DM-Col.Lap.Drum comunal L=6,00 km;
- reamenajare drum Rîșca-Baraj Fânt. Drum comunal L=6,75 km;
- reamenajare drum Baraj Fânt.-cariera +trepte (dr.exp.c.I; L=3,10km);
- reamenajare drum DM-Risca Drum comunal L=6,00 km;

- reamenajare și consolidare drum gara Gârbîu Baraj Tarnita- halda Someșul Cald-drum nat +județean +exploatare L=45,00km.

Accesul la obiectiv se va face pe căi rutiere. Se preconizează a se construi drumuri noi-29,6 km, în paralel cu amenajarea a 66,85 km existenți pentru trafic sport.

### **Situația existentă a utilităților și analiza de consum:**

**Alimentare cu apă** - În cazul localității Lăpuștești există un proiect realizat parțial care prevede alimentarea cu apă a zonei. În zona plajelor din comuna Gilău - zona lacului Tarnița se află, în fază de proiect urmând a fi implementat, un sistem de alimentare cu apă a zonei turistice. Asigurarea cu apă potabilă se realizează în special prin intermediul unor puțuri forate.

**Alimentare cu energie electrică** - Zonele de intravilan ale comunelor sunt racordate la rețeaua de energie electrică existentă în zonă. Gradul de electrificare al comunelor se apropie de 100% fapt datorat în special existenței în zonă a centralelor electrice. De la centrala CHE Mărișelu pornește linia de 220 kV Cluj-Florești-Mărișelu și o linie de 110 kV. Rețelele locale de 20 kV și de 0,4 kV existente servesc la alimentarea construcțiilor din zonă.

**Alimentarea cu gaze naturale** - În zona studiată nu există o rețea de alimentare cu gaze naturale. Încălzirea locuințelor și prepararea hranei se face fie prin intermediul unor aparate electrice] si butelii cu gaz..

**Rețeaua de canalizare** - În zona studiată nu există rețea publică de canalizare, deversarea apelor menajere facându-se în cel mai bun caz în fose septice. Administrația comunei Gilău are în faza de implementare un proiect care vizează realizarea unei rețele de apă și canalizare în zona turistică a comunei Gilău.

Realizarea investiției va conduce la atingerea unora dintre obiectivele strategice de mediu stabilite la nivel național, regional sau local.

Principalele obiective (\*) urmărite cât și unele dintre acțiunile care vor conduce la atingerea acestora:

#### **\* îmbunătățirea calității aerului**

- intrarea în exploatare a CHEAP-ului va conduce la creșterea ponderii surselor regenerabile de energie în totalul producției de energie electrică;
- realizarea unor drumuri noi care vor ocoli zonele locuite;
- modernizarea unor drumuri existente.

#### **\* prevenirea eroziunii**

- aplicarea unor măsuri de consolidare a suprafețelor ce pot fi supuse unor astfel de fenomene;

#### **\* administrarea durabilă a suprafețelor împădurite**

- alegerea unor amplasamente așa încât suprafețele ce urmează a fi defrișate să fie limitate;

- redarea în circuit vegetal a terenurilor ocupate temporar.
- \* conservarea calității surselor de apă**
- instituirea zonei de protecție în jurul rezervorului superior, similară cu cea instituită la lacul Tarnița;
  - monitorizarea calității apei lacului Tarnița cu o frecvență mai mare pe perioada desfășurării lucrărilor;
  - aplicarea de tehnologii care să evite producerea unor poluări accidentale ale apelor;
  - realizarea unui sistem de gardă perimetrală în jurul carierei, haldei pentru epurarea apelor înainte de deversare în emisarii naturali;
  - evaluarea potențialului de generare de ape acide a sterilului depozitat în haldă;
  - toate facilitățile care generează ape uzate menajere vor fi dotate cu microstații de epurare sau fose vidanjabile;
  - elaborarea unui plan de combatere a poluărilor accidentale.
- \* gestionarea deșeurilor**
- minimizarea cantităților de steril ce vor fi depuse la haldă;
  - utilizarea sterilului la amenajări de drumuri în zonă;
  - colectarea, depozitarea și eliminarea tuturor categoriilor de deșeuri generate în perioada realizării lucrărilor se vor face în condițiile legii;
  - ecologizarea suprafeței haldei de steril prin cele mai bune practici în domeniu.
- \* prevenirea / diminuarea poluării solului și a apelor subterane**
- utilizarea unor tehnici adecvate de pușcare în carieră;
  - implementarea unui sistem eficient de identificare, izolare și remediere a oricărei eventuale poluări accidentale a solului.
- \* diminuarea impactului asupra mediului natural și construit**
- selectarea amplasamentelor optime;
  - reducerea la minimum tehnologic a suprafețelor ocupate;
  - optimizarea traseelor drumurilor de acces prin ocolirea zonelor locuite;
  - redarea în circuitul vegetal – la finalizarea lucrărilor – a suprafețelor ocupate temporar.
- \* creșterea calității vieții**
- crearea de noi locuri de muncă pentru comunitățile locale din apropiere;
  - implementarea unor măsuri active de calificare a personalului angajat;
  - amenajarea de noi drumuri care vor extinde actuala infrastructură;
  - crearea premizelor intensificării turismului.

Având în vedere că prin acțiunile prezentate se vor atinge obiectivele de mediu relevante, conform raportului de mediu investiția propusă satisface pe deplin obiectivele și cerințele de protecția mediului.

## 5. Evaluarea investiției

### 5.1 Identificarea investiției și definirea obiectivelor

Studiul ISPH din 2014 s-a elaborat în ideea adaptării potențialului energetic românesc la cerințele impuse de Uniunea Europeană și în conformitate cu Strategia Națională Energetică a României. Realizarea unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj va crea posibilitatea ca, pe lângă participarea la acoperirea vârfului de sarcină intern, să exporte energie de vârf pe terțe piețe, precum și să furnizeze servicii de sistem pe piața internă și externă în vederea asigurării creșterii calității energiei furnizate consumatorilor.

### 5.2.Deviz general

Devizul general din studiul de fezabilitate al ISPH 2014 privind cheltuielile necesare realizării CHEAP Tarnita –Lapustesti, are urmatoarele valori, pe capitole:

|       | <b>COSTURI</b>                                     | <b>Mii Euro</b>  |
|-------|--|------------------|
| CAP.1 | Cheltuieli cu obținerea și amenajarea terenului    | 14.470           |
| CAP.2 | Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare | 186.955          |
| CAP.3 | Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehn     | 50.517           |
| CAP.4 | Cheltuieli pentru investiția de bază               | 780.767          |
| CAP.5 | Alte cheltuieli                                    | 113.359          |
| CAP.6 | Cheltuieli pentru probe tehnologice, teste și PIF  | 4.913            |
|       | <b>Total General</b>                               | <b>1.150.981</b> |

Devizul General al investiției a fost calculat în Studiul de Fezabilitate ISPH 2014 în două ipoteze, și anume:

#### **A) costul integral al investiției**

**TOTAL DEVIZ GENERAL:1.150.981 mii €**

din care C + M: **709.276 mii €**

**B) investiție fără valoarea aferentă stației de 400 kV și racordare SEN( 184.513mii€)**

**TOTAL DEVIZ GENERAL: 966.468 mii €**

din care C + M: **563.948 mii €**

Execuția lucrărilor este prevăzută a se desfășura pe durata a 7 ani cu punerea în funcțiune în doua etape:

- etapa I cu PIF pentru 2 hidroagregate la sfârșitul anului 5;
- etapa a II-a cu PIF alte 2 hidroagregate la sfârșitul anului 7.

Planificarea valorică a lucrărilor pe ani de execuție:

| Anul   | Etapa I     |             |             |             |             | Etapa a II-a |            | Total                 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|------------|-----------------------|
|  | 1           | 2           | 3           | 4           | 5           | 6            | 7          |                       |
| %  | 10          | 15          | 18          | 22          | 16          | 11           | 8          | 100                   |
| DG total<br>(mii €)  | 115.0<br>98 | 172.6<br>47 | 207.1<br>77 | 253.2<br>16 | 184.1<br>57 | 126.6<br>08  | 92.0<br>79 | <b>1.150.9<br/>81</b> |
| DG fără stația<br>de 400 kV și<br>racordare SEN<br>(mii €) | 96.64<br>7  | 144.9<br>70 | 173.9<br>64 | 212.6<br>23 | 154.6<br>35 | 106.3<br>11  | 77.3<br>17 | <b>966.46<br/>8</b>   |

### 5.3. Comparație cost investiții în proiecte CHEAP

Costuri investionale centrale cu acumulare prin pompaj pe plan mondial

| Nr. | Nume proiect | Țara       | Capacitate instalata | Cost inv. total | Cost/MW instalat | An PIF |
|-----|--------------|------------|----------------------|-----------------|------------------|--------|
|     |              | -          | MW                   | Mii Euro        | Mii Euro         | -      |
| 1   | Siah Bishe   | Iran       | 1000                 | 400.000         | 400              | 2013   |
| 2   | Cisokan      | Indonesia  | 1040                 | 615.000         | 591              | 2018   |
| 3   | Alqueva      | Portugal   | 240                  | 167.000         | 696              | 2012   |
| 4   | Avce         | Slovenia   | 185                  | 120.000         | 649              | 2009   |
| 5   | Feldsee      | Austria    | 70,4                 | 50.000          | 715              | 2009   |
| 6   | Huizhou      | China      | 2400                 | 900.000         | 375              | 2011   |
| 7   | Kopswerk 2   | Austria    | 450                  | 400.000         | 888              | 2008   |
| 8   | Lima         | Sud-Africa | 1470                 | 770.000         | 525              | 2015   |
| 10  | Limberg 2    | Austria    | 480                  | 365.000         | 760              | 2011   |
| 11  | Tehri        | India      | 1000                 | 368.000         | 368              | 2013   |
| 12  | Xilongchi    | China      | 1200                 | 500.000         | 416              | 2009   |
| 13  | Zhanghewan   | China      | 1020                 | 210.000         | 200              | 2009   |
| 14  | Goldisthal   | Germania   | 1060                 | 600.000         | 566              | 2004   |
| 15  | Yixing       | China      | 1000                 | 490.000         | 490              | 2008   |



|    |                       |              |      |                  |      |      |
|----|-----------------------|--------------|------|------------------|------|------|
| 16 | Liyang                | China        | 1500 | 900.000          | 600  | 2016 |
| 17 | Nant de Drance        | Elvetia      | 900  | 800.000          | 880  | 2016 |
| 18 | Jixi                  | China        | 1800 | 900.000          | 500  | 2015 |
| 19 | Grimsel 3             | Elvetia      | 660  | 550.000          | 833  | 2016 |
| 20 | Atdorf                | Germania     | 1400 | 1.200.000        | 857  | 2018 |
| 21 | Reisseck 2            | Austria      | 430  | 335.000          | 779  | 2014 |
| 22 | Dniester              | Ucraina      | 2268 | 720.000          | 317  | 2012 |
| 23 | Ingula                | South-Africa | 1350 | 600.000          | 444  | 2013 |
| 24 | Tarnita (fara racord) | Romania      | 1000 | <b>1.000.000</b> | 1000 | 2025 |

#### 5.4. Analiza opțiunilor

Având în vedere gradul mare de incertitudine privind evoluția cererii de energie electrică, a prețurilor combustibililor pe piața internațională, a cerințelor de mediu etc., în ”Studiul de soluție pentru încadrarea funcționării CHEAP în curba de sarcină în perspectiva dezvoltării SEN și dezvoltării unei piețe regionale de energie electrică” realizat ISPE-București s-au analizat diferite scenarii de realizare, ținându-se seama de prognozele consumului de energie electrică pe termen lung. În final proiectul CHEAP Tarnița-Lăpuștești are următorii parametri hidroenergetici și constructivi ai amenajării:

| Parametrul  | U.M.                | Valoarea |
|---|---------------------|----------|
| • NNR rezervor superior (ac. Lăpuștești)            | mdM                 | 1.086,00 |
| • Nivel centru de greutate (ac. Lăpuștești)         | mdM                 | 1.071,00 |
| • Nivel minim rezervor superior (ac. Lăpuștești)    | mdM                 | 1.053,50 |
| • NNR rezervor inferior (ac. Tarnița)               | mdM                 | 521,50   |
| • Nivel centru de greutate (ac. Tarnița)            | mdM                 | 518,00   |
| • Nivel minim de exploatare energetic (ac. Tarnița) | mdM                 | 514,00   |
| • Volum rezervor superior (ac. Lăpuștești)          | mil. m <sup>3</sup> | 10,00    |
| • Cădere brută maximă (1086-                        | m                   | 572,00   |

|  |                   |                    |
|--|-------------------|--------------------|
| 514)   |                   |                    |
| • Cădere brută medie (1086-521,50)   | m                 | 564,50             |
| • Cădere brută minimă (1053,50-521,50)   | m                 | 532,00             |
| • Debit maxim la turbinare   | m <sup>3</sup> /s | 4 x 53             |
| • Debit maxim la pompare   | m <sup>3</sup> /s | 4 x 38             |
| • Echipare: 4 grupuri reversibile pompă-turbină:<br>- în regim de generator<br>- în regim de motor | MVA<br>MW         | 4 x 280<br>4 x 250 |
| • Putere instalată   | MW                | 1.000              |
| • Ciclu de pompaaj   |                   | săptămânal         |
| • Energie produsă în regim de generator  | GWh/an            | 1.649              |
| • Energie consumată în regim de pompă  | GWh/an            | 2.103              |
| • Coeficient de transformare   |                   | 0,78               |
| • Reglaj secundar f/P  | hMW               | 916.300            |
| • Rezerva terțiară rapidă  | hMW               | 4.108.650          |
| • Serviciul de sistem consum dispecerizabil  | hMW               | 2.352.000          |

Datorită manevrabilității ridicate și a posibilității de funcționare în pompare sau turbinare, această centrală hidroelectrică de acumulare prin pompaaj asigură următoarele servicii pentru SEN:

- îmbunătățește regimul de funcționare al grupurilor mari din CNE Cernavodă și centralele termoelectrice de condensatie pe combustibili fosili și cogenerare prin transferul de energie electrică de la gol la vârf;
- participă la reglajul frecvență-putere;
- asigură rezerva terțiară rapidă;
- asigură rezerva de avarie de scurtă durată;
- asigură condiții optime pentru funcționarea centralelor electrice eoliene etc.;
- furnizează putere reactivă și funcționarea în regim compensator asigurând respectarea standardelor de calitate a energiei electrice;
- îmbunătățește participarea SEN la piața unică de energie electrică, măbind gradul de siguranță pe ansamblu SEN,
- posibilitatea exploatării SEN în condiții tehnice și economice superioare.

**Varianta propusă în cadrul studiului de fundamentare prevede execuția lucrărilor în 5 ani. Analiza financiară s-a realizat pentru această variantă actualizată din punct de vedere tehnic și economic.**

Determinarea parametrilor CHEAP și dimensionarea lacului Lăpușești s-a făcut ținând seama de următoarele ipoteze:

- funcționarea CHEAP ca centrală de vârf în cadrul SEN;
- funcționarea pentru reglajul frecvență-putere cu  $P_i = 1.000$  MW;
- funcționarea ca centrală de rezervă de avarie de scurtă durată;
- ciclul de pompaj săptămânal, cu 2 zile nelucrătoare (lacul superior se umple complet, prin pompaj, în timpul zilelor de repaus și nopții de luni, urmând ca în zilele lucrătoare să se golească prin turbinare, la orele de vârf și să se umple parțial în orele de gol).

Ținând seama de încadrarea în curba de sarcină a CHEAP Tarnița–Lăpușești (conf. Studiul ISPE) s-a realizat simularea planului de exploatare a unei săptămâni medii caracteristice (ce caracterizează un an mediu multianual), cu următorul mod de funcționare:

**Numărul total de ore de pompare/turbinare pe săptămână este:**

Numărul de ore de pompare:

- număr de ore de pompare cu 2 pompe/săptămână: 30 h;
- număr de ore de pompare cu 3 pompe/săptămână: 36 h;
- număr de ore de pompare cu 4 pompe/săptămână: 6 h;
- număr total de ore de pompare/săptămână: 72 h.

Numărul de ore de turbinare:

- număr de ore de turbinare cu 2 turbine/săptămână: 8 h;
- număr de ore de turbinare cu 3 turbine/săptămână: 40 h;
- număr total de ore de turbinare /săptămână: 48 h.

Ținând cont de aceste informații și de faptul că rezervorul superior trebuie să parcurgă un ciclul complet de umplere – golire pe parcursul unei săptămâni, au fost determinate energiile consumate și produse:

- energia pompată / săptămână 42,93 GWh;
- **total energie pompată / an 2.103,33 GWh;**
- energia produsă / săptămână 33,66 GWh;
- **total energie produsă / an 1.649,46 GWh.**

**Parametrii hidroenergetici principali ai CHEAP Tarnița – Lăpușești sunt:**

- **Puterea instalată ( $P_i$ ) 1.000 MW;**
- **Ciclul de pompaj săptămânal;**

- **Cantitatea de energie produsă în regim de generator** **1.649.457 MWh/an;**
- **Cantitatea de energie consumată în regim de pompă** **2.103.328 MWh/an;**
- **Coeficient de transformare** **0,78%**

#### **Volumul de servicii de sistem**

Principalele caracteristici care au stat la baza estimării volumelor de servicii de sistem sunt:

- Puterea instalată pe grup în regim de turbină = 250,0 MW;
- Puterea instalată pe grup în regim de pompă = 250,0 MW;
- Banda de reglaj secundar pe grup (regim turbină) = 137,5 MW;
- Banda de rezervă terțiară rapidă pe grup (regim turbină) = 243,7 MW;
- Banda de consum dispecerizabil pe grup (regim pompă) = 250,0 MW;

Corelat cu programul de funcționare estimat, atât în regim de generator, cât și în regim de pompă, pe baza caracteristicilor tehnice s-a estimat volumul de servicii de sistem maxim disponibil, și anume:

- **Reglaj secundar f/P** **916.300 hMW;**
- **Rezervă terțiară rapidă** **4.108.650 hMW;**
- **Consum dispecerizabil\*** **2.352.000 hMW;**

Deoarece, conform prevederilor Codului Comercial și Codului Tehnic al RET, CHEAP poate furniza și serviciul de sistem „Consum dispecerizabil” pe lângă reglajul secundar și rezerva terțiară rapidă s-a făcut și estimarea acestui serviciu de sistem. (**Consum despecerizabil**: loc de consum la care puterea consumată poate fi modificată la cererea Operatorului de Transport și de Sistem)

#### **5.5. Ipotezele de lucru**

Obiectivul analizei financiare este de a calcula performanțele financiare ale investiției propuse pe parcursul perioadei de referință și de a stabili cea mai bună structură de finanțare a acesteia. Analiza financiară reprezintă o metodologie de evaluare a proiectelor de investiții bazată pe venituri și cheltuieli. Rezultatele analizei sunt prezentate sub forma unor indicatori de performanță financiară a proiectului:

- raportul beneficiu -cost (B/C);
- venitul net actualizat (VNA);
- rata internă de rentabilitate (RIR).

Acești indicatori arată capacitatea veniturilor nete de acoperire a costurilor de investiții, indiferent de modalitatea în care acestea sunt finanțate. Stabilirea eficienței financiare a CHEAP s-a făcut pe baza metodelor recomandate de organele financiare internaționale și folosite pe plan mondial.

Metodologia folosită se bazează pe influența factorului timp asupra fluxurilor monetare prin intermediul ratelor de actualizare utilizate. Calculele s-au făcut pentru valori ale ratei de actualizare cuprinse între 3 ÷ 10 %.

**Analiza financiară s-a realizat în următoarele variante, la nivelul anului 2018:**

**Ipoteza A: Valoarea totală a investiției=1.150.981 mii €**

**Ipoteza B: Valoarea investiției nu cuprinde stația de 400 kV și racordarea la SEN =966.468 mii €+33.532(majorari datorate inflatiei si costurilor diverse ulterioare anului 2014)=1.000.000 mii € estimativ**

**Ipoteze de calcul:**

- valoarea estimată a investiției– 1 miliard euro;
- investiție într-o singură etapă;
- perioada contractului PPP – 30 ani din care 5 ani închidere financiară, proiectare și execuție;
- plata anuală de disponibilitate – 50 milioane euro;
- bonificație pentru devansare termen de realizare – 100 milioane euro/an.
- prețul mediu de valorificare a energiei produse pe deficit – 61,0 €/MWh;
- prețul mediu de achiziție a energiei consumate pentru pompare pe excedent – 14,7 €/€/MWh;

Serviciile de sistem au fost evaluate conform tarifelor reglementate (Decizia ANRE 2014)și anume:

- pentru Reglajul secundar; 13,7 euro/hMW
- pentru Rezerva terțiară rapidă; 6,8euro/hMW
- pentru Consumul dispecerizabil; 6,8 euro/hMW (loc de consum la care puterea consumată poate fi modificată la cererea Operatorului de Transport și de Sistem)

**Proгноza veniturilor (estimații în baza prețurilor actuale)**

| Serviciul de sistem  | Pret minim   | Pret maxim  | Cantitate | Venit minim | Venit maxim |
|----------------------|--------------|-------------|-----------|-------------|-------------|
| Reglaj secundar      | 13,7Euro/hMW | 16 Euro/hMW | 916.300   | 12.553.310  | 14.660.800  |
| Reglaj terțiar rapid | 6,8 Euro/hMW | 8 Euro/hMW  | 4.108.650 | 27.938.820  | 32.869.200  |

|                           |                  |                |           |              |              |
|---------------------------|------------------|----------------|-----------|--------------|--------------|
|                           |                  | W              |           |              |              |
| Consum dispecerizabil     | 6,8<br>Euro/hMW  | 11<br>Euro/hMW | 2.352.000 | 15.993.600   | 29.172.000   |
| Productie de en electrica | 45<br>Euro/MWh   | 61<br>Euro/MWh | 1.650.000 | 74.250.000   | 100.650.000  |
| Consumul de en. electrica | 14,7<br>Euro/MWh | 25<br>Euro/MWh | 2.103.000 | (30.914.199) | (52.575.000) |
| Total venituri            |                  |                |           | 130.735.730  | 177.352.000  |
| Total cheltuieli          |                  |                |           | (30.914.199) | (52.575.000) |
| Total general             |                  |                |           | 99.821.531   | 124.777.000  |

**Model financiar de bază (estimații orientative pentru evaluarea Debt vs Equity)**

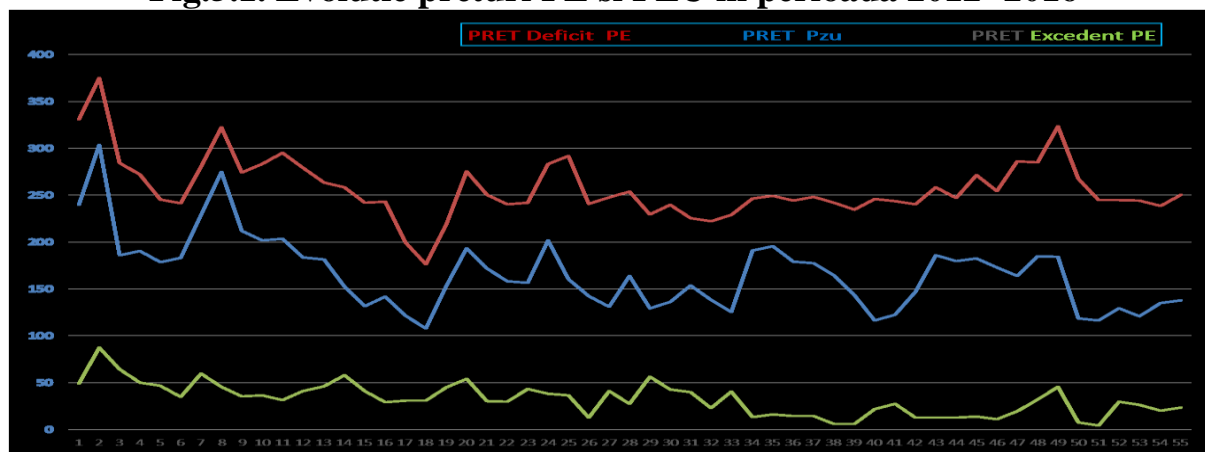
| Variante  | minim              | maxim                      |
|---|--------------------|----------------------------|
| Venit (GPI=gross possible income) minim/maxim   | 99.821.531         | 124.777.000                |
| Cost O&M anual (0,7 % val investitie-recomandat in SF ISPH)                           | 7000.000           | 7.000.000                  |
| NOI(net operating income) Venit-Cost O&M  | 92.821.531         | 117.717.000                |
| Debt Coverage Ratio=DCR (dezirabil 1,4-1,5)   | 1,5                | 1,4                        |
| NOI: DCR=Annual Debt Service (ADS)  | 61.881.021         | 84.076.430                 |
| ADS:coeficient de recuperare imprumut (K =0,103 pt 6% interest,15 ani pay back) =Debt | 600.076.650        | 816.276.005                |
| Credit (posibil de imprumutat la banci)   | cca<br>600.000.000 | cca<br>816.000.000         |
| NOI-ADS =cash flow before taxes -CFBT   | 30.940.510         | 33.641.570                 |
| 11.CFBT: rate of return on equity-(RRE-desirabil 18% )                                | 172.000.000        | 187.000.000                |
| Total invest (Equity+ debt) estimare  | 772<br>mil.euro    | <b>1.003 mil.<br/>Euro</b> |

Din analiza modelului financiar prezentat se observă foarte clar că la un maxim estimativ de venituri (124.777.000) în condițiile unui DCR de 1,4 se

poate obține un împrumut bancar de cca. 820.000.000 Euro în condițiile unui împrumut pe 15 ani cu 6% dobânda, adică cca 80% din investiție.

Valoarea Equity e de cca 187.-200 mil Euro, ceea ce înseamnă cca 18-20 % din investiție și care asigură un Return of Equity anual de 18%, de 3-4 ori mai mare decât dobânda bancară.

**Fig.5.1. Evoluție preturi PE și PZU în perioada 2012 -2016**



(studiu Giga Energy 2017)

## 6. Studii și analize cu privire la modul de realizare al proiectului

### 6.1. Diferențe între PPP și achiziția publică tradițională

#### 6.1.1. Contextul actual

Pentru a stabili meritele relative ale metodelor alternative ale dezvoltării și finanțării proiectului, metoda abordată, în cadrul studiului de fundamentare, s-a bazat pe compararea costurilor dezvoltării proiectului, în cazul unui mecanism PPP versus costurile dezvoltării proiectului, în ipoteza achizițiilor publice tradiționale.

Cu privire la potențiala finanțare a proiectului, în cadrul POIM 2014-2020 sau în cadrul altor programe cu finanțare comunitară, contextul pe termen mediu, actual și previzionat, este următorul:

- proiectul este generator de venituri financiare. Rezultatele analizei financiare (a se vedea secțiunile următoare) arată faptul că rentabilitatea financiară, a capitalului total, este pozitivă prin urmare, rata deficitului de finanțare ar fi una ridicată, ceea ce ar presupune o pondere ridicată a contribuției publice (co-finanțare). Toate aceste aspecte fac improbabilă accesarea de finanțare nerambursabilă, pentru proiectul de față, având în vedere caracteristicile prezentate în studiul de față.

- luând în considerare următorul program operațional (2021-2027) și distribuția anvelopei financiare, în domeniul energetic este improbabilă finanțarea integrală a proiectului în aceste ipoteze, considerând valoarea ridicată a costului de capital, precum și particularitățile proiectului (rentabilitatea financiară pozitivă).
- Așadar, proiectele care nu sunt pasibile de finanțare, din fonduri europene nerambursabile și care sunt asumate de către statul român ca fiind prioritare, nu își pot găsi posibilitatea de implementare decât prin două modalități, după cum urmează: finanțare de la bugetul de stat sau parteneriat public privat.

Prin urmare, având în vedere constrângerile identificate, au fost stabilite doar două modalități posibile de finanțare a implementării proiectului, și anume:

- 1) procedura de achiziție publică, pentru servicii de proiectare și lucrări de execuție, pentru finalizarea lucrărilor deja începute și ulterior, după finalizare, a unor contracte de întreținere și operare cu finanțare de la bugetul de stat;
- 2) procedura de servicii de proiectare și lucrări de execuție pentru finalizarea lucrărilor în regim de parteneriat public privat, parteneriat în baza căruia partenerul privat, ulterior finalizării lucrărilor de construcție rămase de executat, să opereze activele CHEAP.

Analizând varianta procedurii de achiziție publică tradițională, pentru servicii de proiectare și lucrări de execuție, constatăm că angajarea unor astfel de cheltuieli de la bugetul de stat, ne aduce în situația în care presiunea pe buget și deficitul bugetar, să crească la o dimensiune prea mare comparativ cu angajamentele României în fața Uniunii Europene. Așadar această alternativă, deși există în fapt, nu este decât o pseudo-alternativă, luată în calcul pentru a ne conforma legislației în vigoare.

Referitor la parteneriatul public privat, luând în considerare cele de mai sus, privitoare la presiunea bugetară și deficitul bugetar, am luat în calcul (conform Ordonanței de urgență nr. 39/2018, privind parteneriatul public-privat) următoarele:

**Art. 10. -**

Finanțarea investițiilor, care se realizează în cadrul contractelor de parteneriat public-privat, se poate asigura după caz:

- a) integral, din resurse financiare asigurate de partenerul privat;
- sau
- b) din resurse financiare asigurate de partenerul privat, împreună cu partenerul public.

Dar, toate acestea, având în vedere deficitul bugetar, care este afectat de plățile de disponibilitate (conform Ordonanței de urgență nr. 39/2018, privind parteneriatul public-privat).



#### **Art. 14. -**

(1) Prin contractul de parteneriat public-privat, partenerul public va putea transmite sau constitui, în favoarea societății de proiect, dreptul de a colecta și utiliza pentru derularea proiectului tarife de la beneficiarii bunului/bunurilor sau serviciului public, ce formează obiectul contractului de parteneriat public-privat. Tipurile de tarife și nivelul acestora se reglementează în condițiile legii.

(2) Veniturile proiectului, rezultate din colectarea tarifelor de către societatea de proiect, se completează cu obligațiile de plată ale partenerului public, către societatea de proiect sau partenerul privat, după caz, conform prevederilor contractului de parteneriat public-privat.

Veniturile proiectului rezultate din colectarea tarifelor, vor fi completate cu obligații de plată ale partenerului public, astfel încât să se asigure un profit rezonabil la nivelul Partenerului Privat.

Pentru ca investitorul, conform Ordonanței de urgență nr. 39/2018, să poată să se asigure de un profit rezonabil și pentru ca tarifele aferente taxei să fie rezonabile și suportabile, s-a prevăzut o durată de contract de 30 de ani, din care operare 25 de ani.

#### **Art. 33. -**

(1) Durata contractului de parteneriat public-privat se stabilește, în principal, în funcție de perioada de amortizare a investițiilor, ce urmează să fie realizate de către societatea de proiect și în funcție de modalitatea de finanțare a acestor investiții.

(2) Stabilirea duratei se va face astfel încât:

a) să se evite restricționarea artificială a concurenței;

b) să se asigure un profit rezonabil pentru domeniul respectiv, ca urmare a exploatarei bunului/bunurilor și operării serviciului public, ce formează obiectul proiectului;

c) să se asigure un nivel rezonabil și suportabil al prețurilor, pentru serviciile ce formează obiectul proiectului, ce urmează să fie plătite de către beneficiarii serviciilor.

Alegerea uneia sau alteia dintre cele două opțiuni, se realizează pe baza unei analize (studiu de fundamentare) din care rezultă dacă realizarea proiectului în regim de PPP, din punct de vedere economic, este mai eficientă sau nu, decât realizarea proiectului în regim de achiziție publică clasică.

Următoarele secțiuni prezintă diferențele dintre cele două opțiuni de achiziție, precum și o scurtă trecere în revistă a metodologiei utilizate, conform standardelor internaționale, privind determinarea oportunității de realizare a unui proiect în regim de PPP, denumită în mod curent analiza „Value for Money” (analiza privind beneficiile economico-financiare), din cadrul studiilor anterioare și a celor realizate cu ocazia prezentului studiu de fundamentare.

### **6.1.2. Modalitatea tradițională de achiziție publică**

În domeniul infrastructurii, în funcție de infrastructura specifică, pe care o autoritate publică intenționează să o construiască/reabiliteze, autoritatea publică trebuie să aibă în vedere Hotărârea nr. 1/ 2018 pentru aprobarea condițiilor generale și specifice, pentru anumite categorii de contracte de achiziție, aferente obiectivelor de investiții finanțate din fonduri publice.

Implementarea se poate realiza prin două modalități:

- 1) o singură procedură de achiziție publică – lansare procedură de achiziție publică, pentru servicii de proiectare, proiect tehnic de execuție și lucrări de execuție.
- 2) două proceduri de achiziție publică – lansare procedură de achiziție publică, pentru servicii de proiectare, proiect tehnic de execuție urmată de lansare procedură de achiziție publică, lucrări de execuție, în baza proiectului tehnic de execuție.

Cea de-a doua variantă oferă însă cea mai îndepărtată perspectivă la nivel de implementare vis-a-vis de necesitatea stringentă la implementare, necesitate inclusiv cu respectarea angajamentelor la nivel de perioadă de implementare față de Uniunea Europeană.

Pentru proiectul de construire a CHEAP Tarnița-Lăpuștești, în cazul modalității tradiționale (în regim de achiziție publică), comparația s-a realizat prin raportare la condițiile de contract conform Hotărârea nr. 1/2018 pentru aprobarea condițiilor generale și specifice pentru anumite categorii de contracte de achiziție aferente obiectivelor de investiții finanțate din fonduri publice pentru proiectare și construcție. Această modalitate este în același timp și cea mai apropiată structurii de PPP (dat fiind că riscul de proiectare este preluat în ambele scenarii de către contractant) și este utilizată cu caracter general de către Ministerul Energiei în procedurile de achiziții pentru proiectare și construcție de infrastructură energetică, aferente în principal lucrărilor mari de infrastructură mult întârziate la implementare.

#### **a) Etapa de proiectare și construcție**

- mai multe contracte de proiectare și construcție ar fi atribuite prin licitație pentru diverse componente ale investiției, în funcție de bugetul alocat pentru proiect;
- având în vedere baza de date istorice, perioada de la lansare până la atribuire durează aproximativ 12 luni
- preț fix nominal pentru perioada planificată de proiectare și construcție, dar numai pentru etapa de construcție planificată inițial;
- procedurile de atribuire a contractelor de achiziție publică se demarează în funcție de asigurarea sursei de finanțare. În acest caz este vorba de bugetul de stat;

- plățile se efectuează în funcție de progresul lucrărilor, așadar implică necesitatea unor fonduri publice suficiente pentru derularea etapei de proiectare și construcție, ceea ce ar putea conduce la limitarea disponibilității fondurilor pentru lucrări necesare în cadrul altor proiecte publice; pe scurt avem presiune pe buget și pe deficitul bugetar într-o perioadă de timp complicată relativ la respectarea angajamentelor față de Comisia Europeană, inclusiv la nivel de deficit bugetar;
- spre deosebire de varianta în regim PPP, riscurile aferente interfaței existente între diversele părți implicate în proiect sunt suportate de către autoritatea contractantă.
- nu există un interes al Constructorului pentru realizarea unor lucrări durabile, ușor și optim de întreținut sub aspect al costurilor.

#### **b) Etapa de întreținere și operare**

- lucrările de întreținere și operare ar urma să fie achiziționate separat de lucrările pentru etapa de construcție în regie proprie în funcție de bugetul alocat anual și nu neapărat după criterii de performanță;
- în cazul lucrărilor de întreținere și operare în baza achiziționării acestor servicii și lucrări intervine procedura de achiziție publică care poate conduce la decalări și întâzieri în realizarea acestora. Nu se are în vedere o strategie pe termen lung corelată cu partea de proiectare inițială.
- după caz, plățile se efectuează în funcție de progresul lucrărilor sau sunt cuprinse în bugetul ME în cazul lucrărilor în regie proprie; cu toate că decizia privind realizarea altor investiții și concepția lor (cu privire la obiect, calendar, specificații tehnice) rămâne a autorității contractante, este posibil ca întreținerea să nu se realizeze pe baza unor considerente de optimizare din punct de vedere tehnic, ci pe considerente legate de prioritizarea utilizării fondurilor disponibile, în cazul în care ar exista proiecte cu nevoi de investiții imediate sau mai ridicate.

#### **c) Finanțare**

- sursa de finanțare a costurilor ar fi bugetul de stat și, deci, în ultimă instanță, orice credit este contractat la nivel de stat, costurile fiind înregistrate imediat în bilanțul sectorului public, contribuind astfel la creșterea deficitului bugetar;
- nevoi ridicate de finanțare pentru autoritatea contractantă, în special în etapa de realizare a investiției propriu-zise;
- pentru realizarea plăților privind lucrările de construcție, activitățile de întreținere etc., autoritatea contractantă are nevoie de un nivel ridicat de împrumut, rezultând un nivel crescut al gradului de îndatorare pentru Guvernul României; pe de altă parte, într-o abordare a proiectului în

regim PPP, necesarul de plată este defalcat în tranșe periodice distribuite pe parcursul etapei de exploatare conform contractului PPP, deci numai după începerea exploatării CHEAP, este direct dependent de performanța partenerului privat care se reflectă în nivelul serviciilor către utilizatori.

### **6.1.3. Parteneriat Public-Privat**

Conform Ordonanței de urgență nr. 39/2018 privind parteneriatul public-privat „Mecanismul parteneriatului public-privat este caracterizat de următoarele elemente principale:”

a) „cooperarea dintre partenerul public și partenerul privat, în vederea implementării unui proiect public;”

Ministerul Energiei pune la dispoziție un proiect deja demarat și un amplasament bine stabilit pentru execuția lucrărilor. Proiectul și lucrările de execuție se vor realiza conform prevederilor legislației și reglementărilor tehnice valabile în România. Pe durata contractului veniturile din vânzarea de energie electrică și participația partenerului public vor reprezenta singurele venituri din care partenerul privat va recupera investiția și va realiza profitul.

Se va asigura permanent că partenerul privat, pe durata de operare aferentă contractului, va menține producția de energie electrică în anumiți parametri, în baza definirii unor criterii de performanță stabilite prin contract.

b) „durata relativ lungă de derulare a raporturilor contractuale, de peste 5 ani, care să permită partenerului privat recuperarea investiției și realizarea unui profit rezonabil;”

Durata contractuală propusă de 25 de ani. Această etapă va fi precedată de etapa 2-a astfel încât se va ține cont de perioada de timp, perioada de amortizare a lucrărilor estimată la aproximativ 50 de ani, conform Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare a mijloacelor fixe din 30.11.2004, aprobat de Guvernul României prin Hotărâre nr. 2139/2004 din 30 noiembrie 2004. Se permite în acest fel indubital un profit pentru partenerul privat, profit care este pe măsura riscurilor asumate.

c) finanțarea proiectului, în principal din fonduri private și, după caz, prin punerea în comun a fondurilor private cu fonduri publice;

Finanțarea proiectului, în principal prin fonduri private, deoarece la ora actuală nu există o altă formă de finanțare. Această nevoie de finanțare apare ca urmare a unei necesități stringente de realizare a unei noi CHEAP, practic cererea neîntâlnindu-se cu disponibilitatea de finanțare a proiectului prin fonduri europene nerambursabile sau bugetul de stat.

d) „atingerea scopului urmărit de partenerul public și partenerul privat

Partenerul public trebuie să realizeze această CHEAP în mod imperativ și nu o poate face astăzi decât prin partenerul privat. Partenerul privat prin durata

contractuală mare își va atinge dezideratul său în ceea ce privește realizarea profitului.

e) distribuirea riscurilor între partenerul public și partenerul privat, în funcție de capacitatea fiecărei părți contractante de a evalua, gestiona și controla un anumit risc.

Prin studiul de fundamentare se propune o matrice a riscurilor, matrice care se va discuta în amănunt pe perioada dialogului competitiv cu cei înscriși la dialog.

În situația contractului PPP, partenerul privat are obligația de a asigura construirea și finanțarea proiectului din resurse proprii (minim 75%), fără implicarea directă a autorității publice. Întrucât analiza datelor curente indică faptul că veniturile din producția de energie electrică vor fi suficiente pentru a acoperi toate costurile de capital, de finanțare și de întreținere, nu va trebui să existe o plată de contribuție la amortizare asigurată de către Guvern.

Cu toate acestea, compania de proiect/partenerul privat care furnizează serviciul va genera profituri pentru distribuirea către furnizorii de capitaluri proprii și va genera astfel un flux de numerar înapoi către autoritatea publică sub forma impozitelor pe venit. Deși există în mod clar alte efecte potențiale asupra colectării impozitelor în întreaga economie care rezultă din proiect, s-a presupus că acestea sunt în general comune celor două metode de achiziție și, prin urmare, nu generează diferențe între cele două.

Modelul compară fluxurile de numerar nete în cazul PSC și, în cazul PPP, exprimate în total NPV din totalul fluxurilor de numerar, pentru fiecare categorie de costuri.

Deci diferențele semnificative între achiziția în regim de PPP și metoda tradițională de achiziții publice constau în:

- responsabilitatea pentru lucrările de întreținere și operare o poartă aceeași societate care este responsabilă pentru proiectare și construcție, fapt ce duce la optimizarea acestor activități în cadrul ciclului de viață al proiectului;
- societatea de proiect constituită de partenerul public și partenerul privat în cadrul parteneriatului public-privat instituțional dobândește calitatea de parte la contractul de parteneriat public-privat;
- finanțarea acestei societăți se bazează exclusiv pe fluxurile de numerar viitoare estimate care vor fi obținute din activitatea derulată de această societate pentru scopul unic al implementării contractului și utilizate pentru rambursarea fondurilor puse la dispoziție (capital propriu și împrumutul contractat);
- drepturile și obligațiile societății de proiect sunt stabilite astfel încât să se garanteze respectarea contractului de parteneriat public-privat și a condițiilor de realizare a serviciului public;
- plățile către partenerul privat se realizează exclusiv în baza și în funcție de disponibilitatea canalului navigabil și a facilităților conexe, precum și a calității serviciilor prestate în perioada contractuală, calitatea construcției fiind astfel asigurată pe baza interesului comercial; plata de disponibilitate care urmează a fi efectuată de către autoritatea contractantă este cunoscută de la momentul procedurii de atribuire ca parte a unui proces de selecție competitivă, inclusiv pe baza de preț; în consecință, la semnarea contractului PPP costurile de operare și întreținere a căii navigabile sunt cunoscute, spre deosebire de procedura tradițională de achiziție publică, unde deciziile privind realizarea activităților de operare și întreținere se iau la momente viitoare de timp, când infrastructura va fi fost deja realizată, rezultând astfel o predictibilitate a costurilor mult mai ridicată în cazul unui PPP decât al unui proiect realizat în sistem de achiziție clasică;
- plățile de disponibilitate de către autoritatea publică se efectuează în perioada de operare/după finalizarea construcției, și au în vedere nivelul de performanță în prestarea serviciilor de către partenerul privat;
- majoritatea riscurilor sunt alocate partenerului privat, regula fiind că partenerul public suportă exclusiv riscurile alocate în mod expres acesteia prin contract;
- comparativ cu procesul de achiziție tradițională, costurile de finanțare ale partenerului privat sunt mai ridicate în cazul unui proiect de PPP; pe de

altă parte, în mod corespunzător, achiziția serviciilor aferente unui proiect de infrastructură în sistem PPP față de achiziția unor contracte distincte ale aceluiași proiect (defalcat în mai multe loturi) conduce la un nivel ridicat de transfer al riscurilor către partenerul privat și la economii pentru acesta, fapt ce se poate traduce în licitarea unor prețuri competitive pentru autoritatea contractantă cât și în existența stimulentele corespunzătoare ale partenerului privat de a derula contractul în termenele contractuale și în costurile stabilite (în caz contrar fiindu-i afectată capacitatea de rambursare a împrumutului ca urmare a lipsei de venituri, proiectul neintrând în etapa de exploatare la termenele stabilite cu autoritatea contractantă și finanțatori), beneficiile economico- sociale urmărite putând fi astfel și atinse.

- având în vedere accentul pus asupra performanței partenerului privat de a furniza servicii pe tot parcursul etapei operaționale a proiectului, conform naturii contractelor de PPP, atenția acordată utilizatorului final al investiției este esențială.

Dincolo de aceste diferențe, stabilirea avantajelor în favoarea uneia sau alteia dintre cele două opțiuni se realizează prin intermediul unei analize economico-financiare, consacrate în literatura de specialitate drept „Value for Money” (capitolul 5.3.).

## **6.2. Eficiența economică a proiectului prin prezentarea unei analize cost – beneficiu**

### **6.2.1. Abordare generală**

Prin analiza economică se urmărește estimarea impactului și a contribuției proiectului la creșterea economică la nivel regional și național. Aceasta este realizată din perspectiva întregii societăți (municipiu, regiune sau țară), nu numai din punctul de vedere al proprietarului infrastructurii. Proiectul este unul cu impact național și chiar transfrontalier.

Analiza financiară este considerată drept punct de pornire pentru realizarea analizei socio-economice. În vederea determinării indicatorilor socio-economici trebuie realizate anumite ajustări pentru variabilele utilizate în cadrul analizei financiare.

Principalele recomandări privind analiza armonizată a proiectelor de producere a energiei electrice se referă la următoarele elemente:

- o elemente generale: tehnici de evaluare, transferul beneficiilor, tratarea impactului necuantificabil, actualizare și transfer de capital, criterii de decizie, perioada de analiză a proiectelor, evaluarea riscului viitor și a

senzitivității, costul marginal al fondurilor publice, surplusul de valoare al consumatorilor de energie electrică, tratarea efectelor socio-economice indirecte;

- costuri de mediu;
- costurile și impactul indirect al investiției de capital (inclusiv costurile de capital pentru implementarea proiectului, costurile de întreținere, operare și administrare, valoarea reziduală).

### **6.2.2. Orizontul de analiză (perioada de referință)**

Prin perioada de referință se înțelege numărul maxim de ani pentru care se fac prognoze în cadrul analizei economico-financiare. Prognozele privind evoluțiile viitoare ale proiectului trebuie să fie formulate pentru o perioadă corespunzătoare în raport cu durata pentru care proiectul este util din punct de vedere economic. Alegerea perioadei de referință poate avea un efect extrem de important asupra indicatorilor financiari și economici ai proiectului.

Concret, alegerea perioadei de referință afectează calcularea indicatorilor principali ai analizei cost-beneficiu și poate afecta, de asemenea, determinarea ratei de cofinanțare (în cazul proiectelor cu finanțare comunitară). Pentru majoritatea proiectelor de infrastructură, perioada de referință este de cel puțin 20 de ani, iar pentru investițiile productive este de aproximativ 10 ani.

Durata medie de viață a CHEAP este de cel puțin 50 de ani.

Prin urmare, pentru a surprinde într-un mod cât mai relevant impactul socio-economic al implementării proiectului, analiza economică va fi efectuată pe un orizont de perspectivă de 50 de ani, care include perioada de implementare a proiectului (7 ani).

În schimb, analizele de profitabilitate financiară a proiectului vor fi realizate pe o perioadă de 32 de ani, ceea ce include aceeași perioadă de implementare a investiției (7 ani).

### **6.2.3. Ipoteze de bază**

Scopul principal al analizei economice este de a evalua dacă beneficiile proiectului depășesc costurile acestuia și dacă merită să fie promovat. Analiza este elaborată din perspectiva întregii societăți nu numai din punctul de vedere al beneficiarilor proiectului, iar pentru a putea cuprinde întreaga varietate de efecte economice, analiza include elemente cu valoare monetară directă, precum costurile de construcție și întreținere și economiile din costurile de operare ale navelor și ale vehiculelor, precum și elemente fără valoare de piață directă, precum creșterea notorietății zonei, fapt ce ar putea să atragă și alți investitori în viitor și impactul de mediu.

Toate efectele sunt cuantificate financiar (adică primesc o valoare monetară) pentru a permite realizarea unei comparări consistente a costurilor și



beneficiilor în cadrul proiectului și apoi sunt adunate pentru a determina beneficiile nete ale acestuia. Astfel, se poate determina dacă proiectul este dezirabil și merită să fie implementat. Cu toate acestea, este important de acceptat faptul că nu toate efectele proiectului pot fi cuantificate financiar, cu alte cuvinte nu tuturor efectelor socio-economice li se pot atribui o valoare monetară.

Anul 2018 este luat ca bază fiind anul întocmirii analizei cost-beneficiu. Prin urmare, toate costurile și beneficiile sunt actualizate prin prisma prețurilor reale din anul 2018.

Perioada de referință folosită este de 50 de ani. Aceste ipoteze au fost de asemenea adoptate în conformitate cu normele europene așa cum sunt descrise în ‘Guide to cost-benefit analysis of investment projects’ – “Evaluation Unit - DG Regional Policy”, Comisia Europeană.

Ca indicator de performanță a lucrărilor de modernizare s-au folosit Valoarea Actualizată Netă (beneficiile actualizate minus costurile actualizate) și Gradul de Rentabilitate (rata beneficiu/cost). Acesta din urmă exprimă beneficiile actualizate raportate la unitatea monetară de capital investit. În final, rezultatele sunt exprimate și sub forma Ratei Interne de Rentabilitate: rata de actualizare pentru care Valoarea Netă Actualizată ar fi zero.

#### ▪ **Rata Internă de Rentabilitate Economică**

Calculul Ratei Interne de Rentabilitate a Proiectului (EIRR) se bazează pe ipotezele:

- toate beneficiile și costurile incrementale sunt exprimate în prețuri reale 2018, în Euro;
- EIRR este calculată pentru o durată de 50 ani a Proiectului. Aceasta include perioada de investiție (primii șapte ani, notați convențional cu anii 0-6), precum și perioada de exploatare, până în anul 50 (anul efectiv 2067);
- viabilitatea economică a proiectului se evaluează prin compararea EIRR cu Costul Economic real de Oportunitate al Capitalului (EOCC). Valoarea EOCC utilizată în analiză este 5,5%. Prin urmare, proiectul este considerat fezabil economic, dacă EIRR este mai mare sau egală cu 5,5%, condiție ce corespunde cu obținerea unui raport beneficii/costuri supraunitar.

#### ▪ **Eșalonarea Investiției**

Eșalonarea investiției s-a presupus a se derula pe o perioadă de cinci ani, pentru anii de analiză 0-6, conform Calendarului Proiectului.

#### ▪ **Beneficiile economice**

Au fost considerate pentru analiza socio-economică, doar o parte din componentele monetare care au influență directă. Pentru determinarea acestor beneficii s-a aplicat același concept de analiză incrementală, respectiv se estimează beneficiile în cazul diferenței între cazul “cu proiect” și “fără proiect”.

Impactul socio-economic dorit a se obține prin implementare este legat de îmbunătățirea accesului la resursele și serviciile comunității, dar și în ceea ce privește efectele pozitive directe asupra utilizatorilor și a comunității.

Indicatorii folosiți pentru estimarea abilității proiectului de a realiza aceste obiective sunt:

- populația deservită precum și furnizorii de energie electrică;
- impactul direct asupra utilizatorilor, sub forma reducerii costului generalizat;
- impactul (pozitiv) asupra dezvoltării locale și regionale;
- creșterea oportunităților de angajare în zona de influență a proiectului;
- gradul de acceptabilitate de către populație;
- indicatorii de rentabilitate economică;
- alți factori pozitivi dificil de identificat sau de cuantificat.

Tabelul următor prezintă ipotezele de bază ale analizei economice, costurile și beneficiile cuantificate, precum și indicatorii de rezultat, de apreciere a eficienței economice a proiectului.

**Tabel 6-1. Ipotezele de bază, măsurile cuantificate și indicatorii de rezultat ai analizei economice**

| <b>Categorie</b>                 | <b>Indicator</b> | <b>Descriere</b>                           |
|----------------------------------|------------------|--|
| <b>Ipoteze de bază</b>           |                  |  |
| Rata de actualizare economică    | EOCC             | 5,5%                                       |
| Anul de actualizare a costurilor | 2018             |  |
| Anul de bază al costurilor       | 2018             |  |
| Perioada de analiză, din care    | 50 ani           |  |
| Construcție                      | 5 ani            | 2019-2025                                  |
| Operare                          | 43 ani           | 2025-2068                                  |
| Rata de schimb                   | Lei/Euro         | 4,66                                       |
| <b>Costuri economice</b>         | CapEx            | Costul de investiție                       |
|                                  | OpEx             | Costuri de întreținere și operare          |
| <b>Beneficii economice</b>       |                  | Beneficii din reducerea efectelor negativa |

| Categorie              | Indicator | Descriere  |
|------------------------|-----------|--|
| cuantificate           |           | asupra mediului  |
|                        |           | Beneficii din producerea și furnizarea de energie electrică      |
|                        |           | Beneficii din evitarea pagubelor produse de inundații            |
|                        |           | Beneficii din crearea de locuri de muncă temporare și permanente |
|                        |           | Beneficii din turism   |
|                        |           | Beneficii din creșterea veniturilor bugetare                     |
| Indicatori de rezultat | EIRR      | Rata Interna de Rentabilitate Economică                          |
|                        | ENPV      | Valoarea Netă Prezentă Economică                                 |
|                        | BCR       | Raportul Beneficii/Costuri                                       |

#### 6.2.4. Cuantificarea beneficiilor economice

Analiza Economică evaluează fezabilitatea economică a proiectului, pe baza beneficiilor socio-economice generate la nivel regional și național.

Având în vedere complexitatea și magnitudinea proiectului de investiții, identificarea și monetizarea beneficiilor economice induse este un proces complex și dificil.

Vor fi evaluate următoarele categorii de beneficii socio-economice induse:

- Beneficii sociale
- Beneficii din activități induse

Sinteza beneficiilor sociale ce vor fi monetizate este prezentată în continuare:

**Tabel 6-2. Beneficii economice cuantificate**

| A. Beneficii sociale   | B. Beneficii din activități induse               |
|--|--|
| A.1 Beneficii din reducerea efectelor negative asupra mediului       | B.1 Beneficii din creșterea notorietății zonei   |
| A.2 Beneficii din crearea de locuri de muncă temporare și permanente | B.2 Beneficii din creșterea veniturilor bugetare |

▪ Doar o parte din beneficiile economice sociale pot fi cuantificate (monetizate). Acestea sunt :

- Beneficii din crearea de locuri de muncă temporare și permanente
- Beneficii din creșterea veniturilor bugetare

▪ **A. Evaluarea beneficiilor sociale**

*Proгноza beneficiilor din crearea de locuri de muncă temporare și permanente*

Impactul va fi la nivel regional și național. Este dificil a oferi o estimare exactă e efectelor pozitive generate asupra gradului de ocupare al forței de muncă.

Pentru a evita supraevaluarea acestei categorii de beneficii, vor fi evaluate strict numărul de locuri de muncă generate la nivelul Administratorului și al Constructorului.

Astfel, pentru soluția tehnică recomandată (construcția CHEAP), se estimează :

- În faza de execuție: 5000 locuri de muncă \* 7500 lei salariul brut
- În faza de operare: 300 locuri de muncă \* 7500 lei salariul brut (la nivelul anului 2019, conform previziunilor CNP)

Structura locurilor de muncă ocupate este următoarea:

- În faza de execuție: muncitori calificați, personal tehnico-economico-administrativ și de supraveghere
- În faza de operare: muncitori calificați pentru întreținere și exploatare, tehnicieni, ingineri, contabili, biologi

Valoarea totală neactualizată a beneficiilor din generarea de locuri de muncă este 57,1 milioane de euro în primii șapte ani la care se adaugă 12,1 milioane de euro în anii de exploatare.

▪ **B. Evaluarea beneficiilor din activități induse**

Apariția CHEAP Tarnița-Lăpușești va avea un impact major asupra activităților economice din zona de influență. Se apreciază că impacturile vor fi la nivel local, regional, național dar și european.

Doar o parte din beneficiile economice din activitățile induse pot fi cuantificate (monetizate).

*Proгноza beneficiilor din taxarea veniturilor*

Veniturile directe evaluate în cadrul analizei financiare vor fi supuse taxării directe. Astfel, veniturile la nivelul Bugetului de Stat vor crește. Coeficientul de impunere este evaluat la 32% (compus din TVA, impozit pe profit, impozit pe cifra de afaceri, alte taxe). Valoarea totală actualizată a acestor

beneficii economice este cuprinsă între 500 și 605 milioane Euro, în funcție de prețurile la care va fi vândută energia electrică produsă.

Sinteza beneficiilor socio-economice, evaluate în cadrul analizei cost-beneficiu, este prezentată în continuare. Ponderea majoră este deținută de beneficiile din generarea de locuri de muncă, de beneficiile din reducerea efectelor negative asupra mediului precum și de beneficiile din creșterea veniturilor la nivelul Bugetului de Stat.

### **6.2.5. Analiza beneficiilor socio-economice induse nemonetizate**

Această secțiune analizează datele existente în termeni de beneficii directe și indirecte sociale și de mediu asociate producerii și furnizării de energie electrică, care nu au fost evaluate în secțiunea anterioară. Acoperirea datelor, existente pentru această secțiune este deficitară. Impacturile economice sunt calculate în general din măsurile investițiilor în infrastructură, facilități și activități asociate afacerilor.

#### *Beneficii formale directe*

Câteva dintre afacerile legate de producția și furnizarea energiei electrice sunt evidente. Acestea includ furnizorii/dealer-ii și consumatorii direcți de energie electrică. Alte beneficii sunt mai puțin evidente, de exemplu poate fi îmbunătățit iluminatul public în acea regiune, deoarece energie electrică este echiziționată la un preț mult mai accesibil. Acestea nu sunt amplasate în directă învecinătate a CHEAP însă profită în mod direct de pe urma activităților generate de către CHEAP. Impacturile directe (beneficii) includ runda inițială de cheltuieli și angajări generate de sectoarele de activitate legate direct de CHEAP. Impacturile directe nu conțin efectul multiplicator; cu alte cuvinte ele nu includ nici o altă „rundă” adițională de cheltuieli în economie. Aceste date tind să fie cele mai robuste.

#### *Beneficii formale indirecte*

Toate afacerile care se află în regiunea construcției CHEAP sunt consumatoare de energie electrică. O dată cu o mai bună deservire a zonei, numărul acestora poate crește. Acestea includ business-uri care furnizează bunuri și servicii firmelor amplasate lângă regiunea unde se construiește CHEAP. Activitatea economică este generată și de acele afaceri ale căror afaceri sunt indirect legate de existența și funcționarea CHEAP (precum mâncare, îmbrăcăminte, adăpost, combustibil, etc) către oamenii care sunt implicați direct în activitățile și afacerile legate de exploatarea CHEAP. Aceste activități de afaceri sunt legate de operarea CHEAP și contribuie la economia locală prin generarea de vânzări, venituri personale și prin crearea de noi locuri de muncă. Vânzările generate de afacerile legate de exploatarea CHEAP creează cheltuieli adiționale de alte business-uri și/sau gospodării în economie, deci beneficiile

economice sunt multiplicat. Aceste runde de cheltuieli (impacturi economice) sunt măsurate ca directe, indirecte și vânzări induse ale afacerilor, venituri personale și generarea de noi locuri de muncă în economia locală.

Beneficiile economice indirecte pot fi substanțiale. Nu este de neglijat nici potențialul important de dezvoltare a segmentului rezidențial, prin construcția de locuințe private sau în regim hotelier (pensiuni).

Date despre beneficiile indirecte și cele induse sunt în general lipsite de acuratețe, mai puțin robuste decât cele extrase pentru beneficiile directe. Cele mai multe date extrase provin din analiza investițiilor locale specifice, cu folosirea inconsistentă a multiplicatorilor și niște evidențe de numărări multiple. Fără niște date exacte legate de rezultatele acestor activități, nu este posibil să se însumeze acești indicatori pentru a produce niște scheme la o scară mai largă. Oricum, trendul este clar și indică beneficii substanțiale, cu raporturi investiții-beneficii de 1:10 sau mai mari.

#### *Efectul Multiplicator*

Efectul multiplicator generat de implementarea proiectului poate fi asimilat următoarelor variabile:

- creșterea economică durabilă indusă de către implementarea Proiectului;
- beneficiile exogene apărute ca urmare a îmbunătățirii condițiilor sociale în zona de influență a Proiectului
- alți factori care sunt greu de cuantificat și de identificat.

#### **6.2.6. Calculul indicatorilor de performanță economică ai proiectului**

În ceea ce privește aprecierea rentabilității economice a investiției, au fost calculați, pentru o rată economică de actualizare a capitalului de 5,5% (rata de actualizare), următorii indicatorii de eficiență economică:

- Rata Internă de Rentabilitate Economică (EIRR)
- Valoarea Netă Actualizată Economică (ENPV)
- Raportul Beneficii/Costuri (BCR).

S-au calculat două scenarii, unul pentru situația în care producția de energie electrică produsă (respectiv consumată) va fi vândută (respectiv cumpărată) la prețurile minime de pe piață și unul pentru situația în care energia electrică produsă va fi vândută la prețurile maxime de pe piață.

**Tabel 6-3. Indicatorii de rentabilitate economică ai proiectului**

| <b>Principali parametri și indicatori</b>      | <b>Valori pentru prețuri minime</b> | <b>Valori pentru prețuri maxime</b> |
|--|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Rata socială de actualizare (%)                | 5,5%                                | 5,5%                                |
| Rata internă de rentabilitate economică (EIRR) | 19.97%                              | 22.09%                              |
| Valoare actualizată netă economică (ENPV)      | 1.55 miliarde euro                  | 1.89 miliarde euro                  |
| Raporturi beneficii-costuri (BCR)              | 2.82                                | 3.22                                |

Analiza economică a proiectului arată oportunitatea investiției, ENPV fiind pozitiv, dar și efectul benefic al acesteia asupra economiei locale, superior costurilor economice și sociale pe care acesta le implică, raportul beneficii/cost fiind mai mare decât 1, indiferent dacă vânzarea de energie electrică se face la prețuri minime sau maxime.

În ceea ce privește rata internă de rentabilitate economică a proiectului, aceasta este cuprinsă între 19,97% și 22,09%, valoare superioară ratei de actualizare socială de 5,5%. Acest lucru reflectă rentabilitatea din punct de vedere economic a investiției.

Efectele pozitive asupra utilizatorilor și asupra societății sunt evidente, ceea ce conduce la concluzia că proiectul merită promovat.

Condițiile impuse celor trei indicatori economici pentru ca un proiect să fie viabil economic sunt:

- ENPV să fie pozitiv;
- EIRR să fie mai mare sau egală cu rata socială de actualizare (5%);
- BCR să fie mai mare decât 1.

Analizând valorile indicatorilor economici rezultă că proiectul este viabil din punct de vedere economic. Indicatorii economici au valori bune datorită beneficiilor economice generate de implementarea proiectului.

### **6.3. Analiza „Value for money” în ambele variante**

#### **6.3.1. Introducere**

Stabilirea avantajelor în favoarea uneia sau alteia dintre cele două opțiuni se realizează prin intermediul unei analize economico-financiare, consacrate în literatura de specialitate drept „Value for Money”. Alegerea uneia sau alteia dintre cele două opțiuni se realizează pe baza unei analize din care rezultă dacă realizarea proiectului în regim de concesiune/PPP este mai eficientă din punct de vedere economic decât realizarea proiectului în regim de achiziție publică clasică sau nu.

Pentru a stabili meritele relative ale metodelor alternative de dezvoltare a proiectului, metoda abordată în cadrul studiului de fundamentare s-a bazat pe compararea costurilor de dezvoltare a proiectului în PPP cu costurile de dezvoltare a proiectului în achizițiile publice tradiționale.

În cazul achizițiilor tradiționale, societățile private angajate pentru proiecte de infrastructură de mare amploare sunt plătite în cursul perioadei aferente construcției, care durează, de obicei, un număr limitat de ani. Autoritățile publice trebuie, prin urmare, să asigure resurse bugetare suficiente pentru a finanța întreaga construcție într-o perioadă de timp relativ scurtă.

În situațiile în care finanțarea disponibilă nu este suficientă, proiectele pot fi divizate în mai multe secțiuni diferite care sunt atribuite în ani diferiți în funcție de disponibilitățile bugetare și, în acest mod, construcția întregii infrastructuri este repartizată de-a lungul unui număr mai mare de ani.

În schimb, în cadrul parteneriatelor public-privat, partenerul privat este cel care trebuie, de regulă, să finanțeze întreaga construcție, cheltuielile sale fiind apoi rambursate de către partenerul public sau de către utilizatori în cursul perioadei operaționale a contractului, care durează, de obicei, până la 20-25 de ani sau, adesea, până la 30 de ani. Acest lucru îi dă posibilitatea partenerului public să dispună imediat demararea lucrărilor de construcție a întregii infrastructuri și, astfel, să accelereze finalizarea și realizarea tuturor beneficiilor care rezultă din infrastructură în ansamblul ei.

Conform prevederilor legale aplicabile și practicilor internaționale în domeniu, pentru a se putea stabili dacă achiziția în regim de concesiune a activităților de proiectare, finanțare, construcție, operare și întreținere a CHEAP va asigura „Value for Money” pentru autoritatea contractantă, au fost comparate două scenarii diferite: primul este achiziția publică tradițională și al doilea este opțiunea PPP.

Astfel, s-a realizat o comparație a plăților estimate (inclusiv a valorilor anticipate de risc) în ambele variante de achiziție din perspectiva autorității publice, pe baza valorii nete actuale (metoda fluxului de numerar actualizat).

În cadrul scenariului achiziției publice tradiționale au fost evaluate costurile de planificare, construcție, întreținere și operare în situația unei achiziții conform procedurilor prevăzute de legislația națională privind achiziția unui contract de execuție lucrări conform condițiilor de contract (contract de construcție și proiectare), urmată de derularea activităților de operare și întreținere de către o entitate publică din subordinea Ministerului Energiei, în mod direct și/sau prin intermediul unor contractori specializați selectați potrivit aceluiași proceduri de achiziție.

În cadrul scenariului referitor la varianta concesiune/PPP, s-au evaluat plățile efectuate către concesionar (ce urmează a fi folosite de concesionar pentru a acoperi costurile de planificare, construcție, întreținere, operare și



finanțare), fără a fi necesare plățile de disponibilitate realizate de către autoritatea publică (o sumă anuală fixă). Pe de altă parte, compania de proiect care are calitatea de concesionar va genera profituri pentru a fi distribuite acționarilor, generând astfel un flux de numerar înapoi către sectorul public sub formă de impozite pe profit.

Activitățile care au fost luate în considerare pentru analiza „Value for Money” au inclus în mod special activitatea de planificare/proiectare (la nivel de detalii de execuție) în legătură cu proiectul CHEAP, construcția în sine (ținând cont de perioada de timp planificată prevăzută în proiectul de contract de concesiune), întreținerea și operarea CHEAP până la expirarea perioadei contractului.

În funcție de modalitatea de licitare a proiectului, profilul distribuțiilor de numerar este proiectat în mod diferit de-a lungul timpului pentru fiecare din cele două opțiuni posibile. Fluxurile de plăți în cazul unui proiect atribuit conform procedurilor de achiziție tradiționale sunt ridicate pe perioada de construcție și mult diminuate în perioada de întreținere și operare, în funcție de costurile aferente acestor activități (de multe ori, dimensionate în funcție de bugetul disponibil, fără a reflecta în mod necesar nevoile reale). Fluxurile de plăți în cazul unui proiect atribuit în regim concesiune/PPP sunt bazate pe nivelul de disponibilitate al infrastructurii stabilite prin contract și constau în sume plătite în primii ani, în faza de construcție.

Atunci când se analizează opțiunea realizării unui proiect de investiții în regim PPP/concesiune versus achiziție tradițională, un instrument fundamental în stabilirea celei mai bune variante de urmat îl reprezintă modelul financiar în baza căruia se va determina beneficiul net (“Value for Money”). În fiecare dintre cele două opțiuni de achiziție a proiectului, se vor prevedea toate fluxurile de numerar, incluzând toate costurile și veniturile generate de proiect. Dat fiind că profilul plăților realizate în cele două variante diferă, cât și faptul că analiza include o perioadă mare de timp (de 30 de ani), metodologia de comparare a celor două variante de realizare a proiectului se bazează pe așa-numita valoare netă actualizată (Net Present Value - NPV), ce reprezintă practic valoarea de azi a tuturor fluxurilor de numerar planificate pentru următorii 30 de ani ai proiectului. Evaluarea pe baza valorii nete actualizate reprezintă o evaluare standard în structuri de finanțare pe bază de proiect („project finance”), fără de care compararea opțiunilor de realizare a proiectelor analizate nu ar putea produce rezultate fundamentate pentru selectarea celei mai bune variante de implementare.

Pentru a se putea efectua o comparație a variantelor de achiziție, având în vedere distribuția diferită a plăților în timp în funcție de varianta de achiziție respectivă, toate sursele de plată relevante din ambele variante de achiziție

(inclusiv valorile monetare anticipate ale riscurilor relevante) au fost comparate pe baza valorii nete actualizate (Net Present Value - NPV).

Având în vedere faptul că analiza “Value for Money” se bazează pe compararea tuturor costurilor generate de proiect, în varianta de achiziție tradițională și în varianta de achiziție în regim PPP/concesiune, și costurile de finanțare sunt incluse în estimările realizate. Dat fiind că discuțiile cu potențialii finanțatori reprezintă un proces de lungă durată în urma căruia se vor definitiva termenii și condițiile de finanțare, analiza “Value for Money” a fost realizat prin studierea mai multor ipoteze privind termenii de finanțare, iar rezultatele obținute au fost pozitive în fiecare scenariu studiat.

### **6.3.2. Modelul financiar**

Principalul obiectiv al analizei financiare îl reprezintă calcularea indicatorilor performanței financiare a proiectului (profitabilitatea sa). Această analiză este dezvoltată din punctul de vedere al Administratorului infrastructurii (al partenerului privat în scenariul PPP sau al Ministerului Energiei, în scenariul în care proiectul este implementat exclusiv din surse bugetare publice).

Analiza financiară a utilizat ca date de intrare veniturile ce pot fi obținute din vânzarea de energie electrică și ale evaluărilor tehnice privind costul investiției și, totodată, se fundamentează pe baza reglementărilor tehnice în vigoare în România.

Analiza cost-beneficiu se bazează pe principiul comparației costurilor alternativelor de proiect propuse în situația actuală. Modelul teoretic aplicat este Modelul DCF – Discounted Cash Flow (Cash Flow Actualizat) – care cuantifică diferența dintre beneficiile și costurile generate de proiect pe durata sa de funcționare, ajustând aceasta diferență cu un factor de actualizare, operațiune necesară pentru a „aduce” o valoare viitoare la anul de bază al evaluării costurilor.

Analiza cost-beneficiu este realizată în prețuri constante, pentru anul de bază al analizei 2018, echivalent cu anul de bază al actualizării costurilor. Prin urmare, toate costurile sunt exprimate în prețuri constante 2018.

Ratele de actualizare folosite în estimarea rentabilității Proiectului au fost de 5% pentru analiza financiară, respectiv 5,5% pentru analiza socio-economică.

Pentru actualizarea prețurilor la momentul anului de bază 2018 s-au utilizat datele furnizate de Eurostat privind evoluția ratei inflației pentru moneda de referință (euro).

Modelul de analiză financiară a proiectului va analiza cash-flow-ul financiar consolidat și incremental generat de proiect, pe baza estimărilor costurilor investiționale și a costurilor cu întreținerea, generate de implementarea proiectului, evaluate pe întreaga perioadă de analiză.

Indicatorii utilizați pentru analiza financiară sunt:

- Valoarea Netă Actualizată Financiară a proiectului;
- Rata Internă de Rentabilitate Financiară a proiectului;
- Raportul Beneficiu - Cost; și
- Fluxul de Numerar Cumulat.

**Valoarea Netă Actualizată Financiară (VNAF)** reprezintă valoarea care rezultă deducând valoarea actualizată a costurilor previzionate ale unei investiții din valoarea actualizată a beneficiilor previzionate.

**Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF)** reprezintă rata de actualizare la care un flux de costuri și beneficii exprimate în unități monetare are valoarea actualizată zero. Rata internă de rentabilitate este comparată cu rate de referință pentru a evalua performanța proiectului propus.

**Raportul Beneficiu-Cost (R B/C)** evidențiază măsura în care beneficiile proiectului acoperă costurile acestuia. În cazul când acest raport are valori subunitare, proiectul nu generează suficiente beneficii și are nevoie de finanțare (suplimentară).

**Fluxul de numerar cumulat** reprezintă totalul monetar al rezultatelor de trezorerie anuale pe întreg orizontul de timp analizat.

Indicatorii de performanță mai sus prezentați se vor determina atât pentru Scenariul PPP, cât și pentru Scenariul de implementare a proiectului exclusiv din surse bugetare publice.

Valoarea investiției totale de capital este de 1 miliard EURO, eșalonată pe o perioadă de 5 ani, cu procente de eșalonare conform graficului de eșalonare a investiției. S-a luat în considerare următoarea eșalonare a costurilor de capital:

|   |      |     |
|---|------|-----|
| 1 | Anul | 11% |
| 2 | Anul | 22% |
| 3 | Anul | 26% |
| 4 | Anul | 28% |
| 5 | Anul | 13% |

Orizontul de analiză pentru analiza financiară va fi de 30 de ani, primii 5 ani sunt destinați fazei de proiectare și execuție, în timp ce următorii 25 de ani sunt pentru operare. Astfel, în primul an de execuție se vor realiza doar 11 procente din total (110 milioane euro), cea mai mare parte a investițiilor de capital urmând a realiza în anii doi, trei și patru, respectiv 760 milioane Euro (76% din total). Ultimul an, în anul cinci, vor fi făcute și celelalte investiții, în valoare de 130 milioane euro (sau 13% din total).

Așadar, orizontul de previziune a costurilor și veniturilor generate de implementarea Proiectului este de 30 ani, din care anii de analiză 1-5 constituie perioadă de proiectare, construcție și execuție, iar următorii 25 de ani reprezintă perioadă de operare în regim de parteneriat public privat (PPP).

Potrivit legii, partenerul public poate suporta maxim 25% din valoarea investiției, în timp ce partenerul privat suportă minim diferența de 75% din valoarea investiției. Din perspectiva partajării costurilor, în scenariul de bază am presupus că partenerul public va suporta 20% din valoarea costurilor cu investiția – cu excepția costurilor de operare –, în timp ce partenerul privat va fi cel care va suporta 80% din costurile cu investiția.

Rata de actualizare folosită în estimarea rentabilității financiare a proiectului a fost de 5% pentru analiza financiară. Acest procent a fost identificat ca fiind încadrat într-un interval rezonabil la nivelul unor eșantioane reprezentative de proiecte similare în Spațiul Economic European.

Pentru impactul proiectului din punct de vedere socio-economic, se va utiliza rata de actualizare de 5,5%. Creșterea ratei de actualizare se datorează unor riscuri suplimentare pentru că proiectul are implicații în mod direct asupra mediului.

Prin urmare, am considerat că o investiție este rentabilă din punct de vedere financiar, respectiv economic, dacă prezintă o rată internă de rentabilitate superioară ratei de actualizare adoptate; respectiv, dacă valoarea netă prezentă este pozitivă, iar raportul dintre beneficii (veniturile actualizate obținute de investitor) și costuri este unul supraunitar.

În ceea ce privește **costurile de operare** ale CHEAP Tarnița-Lăpușești, se estimează costuri pe întreaga perioadă de 110 milioane euro, la valoarea actualizată, din care în primul an de operare de 7 milioane euro, valoare ce va crește cu o rată anuală de 3%. Suplimentar, au fost incluse costuri de înlocuire în valoare de 10% din valoarea investiției după 13 de ani de funcționare.

Au fost estimate următoarele categorii de venituri financiare, generate de implementarea investiției, venituri care se colectează exclusiv la nivelul partenerului privat pe perioada de derulare a parteneriatului public privat. Acestea sunt estimate să ajungă în termeni nominali la o valoare cuprinsă între 3,63 miliarde euro (vânzare de energie electrică la prețuri minime) și 4,42 miliarde euro (vânzare de energie electrică la prețuri maxime) pe întreaga perioadă de operare. Valoarea actualizată a veniturilor se ridică la valori cuprinse între 1,56 miliarde euro și 1,90 miliarde euro.

*De menționat că valorile prezentate privind estimările privind cantitatea de energie electrică produsă sunt date estimative, la nivelul anilor 2017 – 2018, date calculate în condiții de normalitate și care nu au fost indexate cu indicii prețurilor de consum sau cu indicii de creștere a salariilor.*

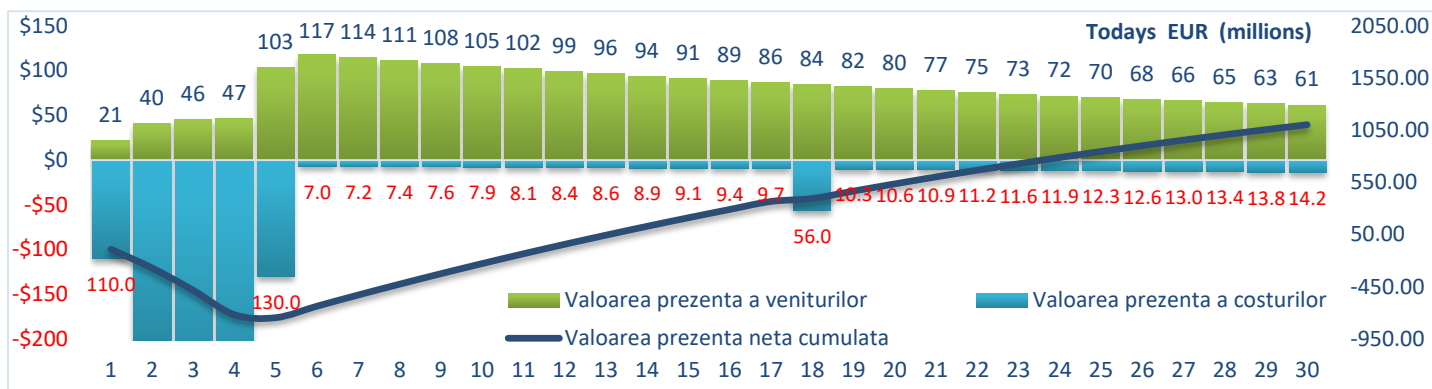
### 6.3.3. Rezultatele analizei financiare în Scenariul PPP

Tabel 6-5.1 Calculul Ratei Interne de Rentabilitate Financiară – Scenariul

| Anul de analiza   | Anul de operare | Intrări    | Venituri financiare directe | Contribuția publică | Iesiri      | Cost de investiție | Costuri de operare și întreținere | Costuri cu înlocuirea         | Flux de numerar net | Flux de numerar cumulat |
|---|-----------------|------------|-----------------------------|---------------------|-------------|--------------------|-----------------------------------|-------------------------------|---------------------|-------------------------|
| 2019  |                 | 21262296   | 0                           | 21262296            | 110000000   | 110000000          |                                   |                               | -88737704           | -88737704.00            |
| 2020  |                 | 40499611.4 | 0                           | 40499611.43         | 220000000   | 220000000          |                                   |                               | -179500388.6        | -268238092.57           |
| 2021  |                 | 45583978.2 | 0                           | 45583978.23         | 260000000   | 260000000          |                                   |                               | -214416021.8        | -482654114.34           |
| 2022  |                 | 46752798.2 | 0                           | 46752798.19         | 280000000   | 280000000          |                                   |                               | -233247201.8        | -715901316.15           |
| 2023  |                 | 102943253  | 0                           | 102943253.5         | 130000000   | 130000000          |                                   |                               | -27056746.52        | -742958062.67           |
| 2024  | 1               | 117389167  | 78212859.08                 | 39176308.32         | 7000000     | 0                  | 7000000                           |                               | 110389167.4         | -632568895.27           |
| 2025  | 2               | 114033860  | 76723090.34                 | 37310769.83         | 7210000     | 0                  | 7210000                           |                               | 106823860.2         | -525745035.09           |
| 2026  | 3               | 110795765  | 75261698.14                 | 35534066.51         | 7426300     | 0                  | 7426300                           |                               | 103369464.6         | -422375570.44           |
| 2027  | 4               | 107670110  | 73828141.99                 | 33841968.1          | 7649089     | 0                  | 7649089                           |                               | 100021021.1         | -322354549.36           |
| 2028  | 5               | 104652337  | 72421891.66                 | 32230445.81         | 7878561.67  | 0                  | 7878561.67                        |                               | 96773775.81         | -225580773.55           |
| 2029  | 6               | 101738090  | 71042427.06                 | 30695662.68         | 8114918.52  | 0                  | 8114918.52                        |                               | 93623171.22         | -131957602.33           |
| 2030  | 7               | 98923202.4 | 69689237.97                 | 29233964.45         | 8358366.076 | 0                  | 8358366.076                       |                               | 90564836.35         | -41392765.98            |
| 2031  | 8               | 96203694.8 | 68361823.92                 | 27841870.91         | 8609117.058 | 0                  | 8609117.058                       |                               | 87594577.77         | 46201811.79             |
| 2032  | 9               | 93575761.5 | 67059693.94                 | 26516067.53         | 8867390.57  | 0                  | 8867390.57                        |                               | 84708370.9          | 130910182.69            |
| 2033  | 10              | 91035764.1 | 65782366.43                 | 25253397.65         | 9133412.287 | 0                  | 9133412.287                       |                               | 81902351.8          | 212812534.49            |
| 2034  | 11              | 88580223.9 | 64529368.98                 | 24050854.9          | 9407414.655 | 0                  | 9407414.655                       |                               | 79172809.23         | 291985343.72            |
| 2035  | 12              | 86205814.2 | 63300238.14                 | 22905576.1          | 9689637.095 | 0                  | 9689637.095                       |                               | 76516177.15         | 368501520.86            |
| 2036  | 13              | 83909353.7 | 62094519.32                 | 21814834.38         | 56045579.21 | 0                  | 35947461.91                       | 20098117.3                    | 27863774.49         | 396365295.35            |
| 2037  | 14              | 81687799.3 | 60911766.57                 | 20776032.74         | 10279735.99 | 0                  | 10279735.99                       |                               | 71408063.32         | 467773358.67            |
| 2038  | 15              | 79538240.3 | 59751542.45                 | 19786697.85         | 10588128.07 | 0                  | 10588128.07                       | 0                             | 68950112.22         | 536723470.90            |
| 2039  | 16              | 77457892   | 58613417.83                 | 18844474.14         | 10905771.92 | 0                  | 10905771.92                       |                               | 66552120.05         | 603275590.95            |
| 2040  | 17              | 75444090   | 57496971.77                 | 17947118.23         | 11232945.07 | 0                  | 11232945.07                       |                               | 64211144.93         | 667486735.88            |
| 2041  | 18              | 73494284.9 | 56401791.36                 | 17092493.55         | 11569933.43 | 0                  | 11569933.43                       |                               | 61924351.49         | 729411087.37            |
| 2042  | 19              | 71606036.8 | 55327471.52                 | 16278565.29         | 11917031.43 | 0                  | 11917031.43                       |                               | 59689005.38         | 789100092.75            |
| 2043  | 20              | 69777010.4 | 54273614.92                 | 15503395.51         | 12274542.37 | 0                  | 12274542.37                       |                               | 57502468.07         | 846602560.82            |
| 2044  | 21              | 68004970.4 | 53239831.78                 | 14765138.58         | 12642778.64 | 0                  | 12642778.64                       |                               | 55362191.72         | 901964752.54            |
| 2045  | 22              | 66287776.5 | 52225739.75                 | 14062036.75         | 13022062    | 0                  | 13022062                          |                               | 53265714.49         | 955230467.04            |
| 2046  | 23              | 64623379.7 | 51230963.75                 | 13392415.95         | 13412723.86 | 0                  | 13412723.86                       |                               | 51210655.84         | 1006441122.88           |
| 2047  | 24              | 63009817.7 | 50255135.87                 | 12754681.86         | 13815105.58 | 0                  | 13815105.58                       |                               | 49194712.15         | 1055635835.03           |
| 2048  | 25              | 61445211.2 | 49297895.19                 | 12147316.05         | 14229558.75 | 0                  | 14229558.75                       |                               | 47215652.5          | 1102851487.53           |
| Total   |                 | 2404131591 | 1567333500                  | 836798091           | 1301280103  | 1000000000         | 281181986                         | 20098117.3                    | 7410823388          | 6508808769.50           |
| <b>Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C)</b> |                 |            |                             |                     |             |                    | 19.88%                            | <b>PPP, la prețuri minime</b> |                     |                         |
| <b>Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)</b>     |                 |            |                             |                     |             |                    | 1527250673.07                     |                               |                     |                         |
| <b>Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)</b>                       |                 |            |                             |                     |             |                    | 1.85                              |                               |                     |                         |

minime

În ipoteza finanțării proiectului printr-un mecanism de tip PPP, în cazul în care producția de energie electrică va fi vândută la prețurile cele mai mici de pe piață, pe un orizont de analiză de 30 de ani randamentul așteptat al investiției este pozitiv, de cca. 20%, în condițiile în care fluxul net cumulat actualizat devine pozitiv începând cu anul 8 de operare.



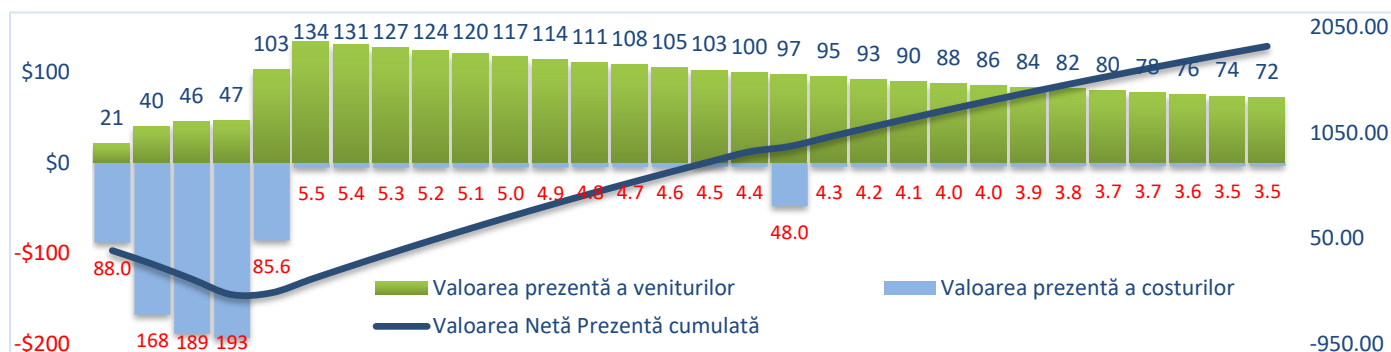
**Figura 6-1.1. Flux financiar net actualizat – Scenariul PPP, la prețuri minime**

**Tabel 6-5.2 Calculul Ratei Interne de Rentabilitate Financiară – Scenariul PPP, la prețuri maxime**

| Anul de analiza  | Anul de operare | Intrări    | Venituri financiare directe | Contribuția publică | Iesiri      | Cost de investiție | Costuri de operare si intretinere | Costuri cu înlocuirea | Flux de numerar net | Flux de numerar cumulat |
|--|-----------------|------------|-----------------------------|---------------------|-------------|--------------------|-----------------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|
| 2019   |                 | 21262296   | 0                           | 21262296            | 88000000    | 88000000           | 0                                 | 0                     | -66737704           | -66737704               |
| 2020   |                 | 40499611.4 | 0                           | 40499611.4          | 167619047.6 | 167619047.6        | 0                                 | 0                     | -127119436          | -193857140.2            |
| 2021   |                 | 45583978.2 | 0                           | 45583978.2          | 188662131.5 | 188662131.5        | 0                                 | 0                     | -143078153          | -336935293.5            |
| 2022   |                 | 46752798.2 | 0                           | 46752798.2          | 193499622.1 | 193499622.1        | 0                                 | 0                     | -146746824          | -483682117.4            |
| 2023   |                 | 102943253  | 0                           | 102943253           | 85561057.38 | 85561057.38        | 0                                 | 0                     | 17382196.1          | -466299921.3            |
| 2024   | 1               | 134356716  | 95180408.12                 | 39176308.3          | 5484683.165 | 0                  | 5484683.165                       | 0                     | 128872033           | -337427888              |
| 2025   | 2               | 130678218  | 93367447.97                 | 37310769.8          | 5380213.01  | 0                  | 5380213.01                        | 0                     | 125298005           | -212129883.2            |
| 2026   | 3               | 127123087  | 91589020.39                 | 35534066.5          | 5277732.762 | 0                  | 5277732.762                       | 0                     | 121845354           | -90284529.05            |
| 2027   | 4               | 123686436  | 89844467.62                 | 33841968.1          | 5177204.519 | 0                  | 5177204.519                       | 0                     | 118509231           | 28224702.15             |
| 2028   | 5               | 120363590  | 88133144.43                 | 32230445.8          | 5078591.099 | 0                  | 5078591.099                       | 0                     | 115284999           | 143509701.3             |
| 2029   | 6               | 117150081  | 86454417.87                 | 30695662.7          | 4981856.031 | 0                  | 4981856.031                       | 0                     | 112168225           | 255677925.8             |
| 2030   | 7               | 114041632  | 84807667.05                 | 29233964.5          | 4886963.535 | 0                  | 4886963.535                       | 0                     | 109154668           | 364832593.8             |
| 2031   | 8               | 111034154  | 83192282.92                 | 27841870.9          | 4793878.515 | 0                  | 4793878.515                       | 0                     | 106240275           | 471072869.1             |
| 2032   | 9               | 108123736  | 81607668                    | 26516067.5          | 4702566.544 | 0                  | 4702566.544                       | 0                     | 103421169           | 574494038.1             |
| 2033   | 10              | 105306634  | 80053236.23                 | 25253397.6          | 4612993.848 | 0                  | 4612993.848                       | 0                     | 100693640           | 675187678.1             |
| 2034   | 11              | 102579268  | 78528412.68                 | 24050854.9          | 4525127.298 | 0                  | 4525127.298                       | 0                     | 98054140.3          | 773241818.4             |
| 2035   | 12              | 99938209.5 | 77032633.39                 | 22905576.1          | 4438934.397 | 0                  | 4438934.397                       | 0                     | 95499275.1          | 868741093.5             |
| 2036   | 13              | 97380179.5 | 75565345.14                 | 21814834.4          | 47984052.03 | 0                  | 4354383.266                       | 43629668.76           | 49396127.5          | 918137221               |
| 2037   | 14              | 94902038   | 74126005.23                 | 20776032.7          | 4271442.632 | 0                  | 4271442.632                       | 0                     | 90630595.3          | 1008767816              |
| 2038   | 15              | 92500779.2 | 72714081.32                 | 19786697.9          | 4190081.82  | 0                  | 4190081.82                        | 0                     | 88310697.4          | 1097078514              |
| 2039   | 16              | 90173525.3 | 71329051.2                  | 18844474.1          | 4110270.738 | 0                  | 4110270.738                       | 0                     | 86063254.6          | 1183141768              |
| 2040   | 17              | 87917520.8 | 69970402.61                 | 17947118.2          | 4031979.867 | 0                  | 4031979.867                       | 0                     | 83885541            | 1267027309              |
| 2041   | 18              | 85730126.6 | 68637633.03                 | 17092493.6          | 3955180.25  | 0                  | 3955180.25                        | 0                     | 81774946.3          | 1348802256              |
| 2042   | 19              | 83608814.8 | 67330249.55                 | 16278565.3          | 3879843.483 | 0                  | 3879843.483                       | 0                     | 79728971.4          | 1428531227              |
| 2043   | 20              | 81551164.1 | 66047768.6                  | 15503395.5          | 3805941.703 | 0                  | 3805941.703                       | 0                     | 77745222.4          | 1506276449              |
| 2044   | 21              | 79554854.5 | 64789715.87                 | 14765138.6          | 3733447.575 | 0                  | 3733447.575                       | 0                     | 75821406.9          | 1582097856              |
| 2045   | 22              | 77617662.8 | 63555626.04                 | 14062036.7          | 3662334.288 | 0                  | 3662334.288                       | 0                     | 73955328.5          | 1656053185              |
| 2046   | 23              | 75737458.6 | 62345042.69                 | 13392416            | 3592575.54  | 0                  | 3592575.54                        | 0                     | 72144883.1          | 1728198068              |
| 2047   | 24              | 73912199.9 | 61157518.07                 | 12754681.9          | 3524145.529 | 0                  | 3524145.529                       | 0                     | 70388054.4          | 1798586122              |
| 2048   | 25              | 72139929   | 59992612.96                 | 12147316.1          | 3457018.948 | 0                  | 3457018.948                       | 0                     | 68682910.1          | 1867269032              |
| Total  |                 | 2744149950 | 1907351859                  | 836798091           | 876880917.7 | 723341858.6        | 109909390.4                       | 43629668.76           | 1867269032          | 20357594768             |
| Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C) |                 |            |                             |                     |             |                    | 22.01%                            |                       |                     |                         |
| Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)     |                 |            |                             |                     |             |                    | 1867269032.32                     |                       |                     |                         |
| Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)                       |                 |            |                             |                     |             |                    | 3.13                              |                       |                     |                         |

În ipoteza finanțării proiectului printr-un mecanism de tip PPP, în cazul în care producția de energie electrică va fi vândută la prețurile cele mai mari de pe piață, pe un orizont de analiză de 30 de ani randamentul așteptat al investiției este pozitiv, de cca. 22%, în condițiile în care fluxul net cumulat actualizat devine pozitiv începând cu anul 4 de operare.

**Figura -2.2. Fluxul financiar net actualizat – Scenariul PPP, la prețuri**



maxime

### 6.3.4. Rezultatele analizei financiare în Scenariul Finanțare publică 100%

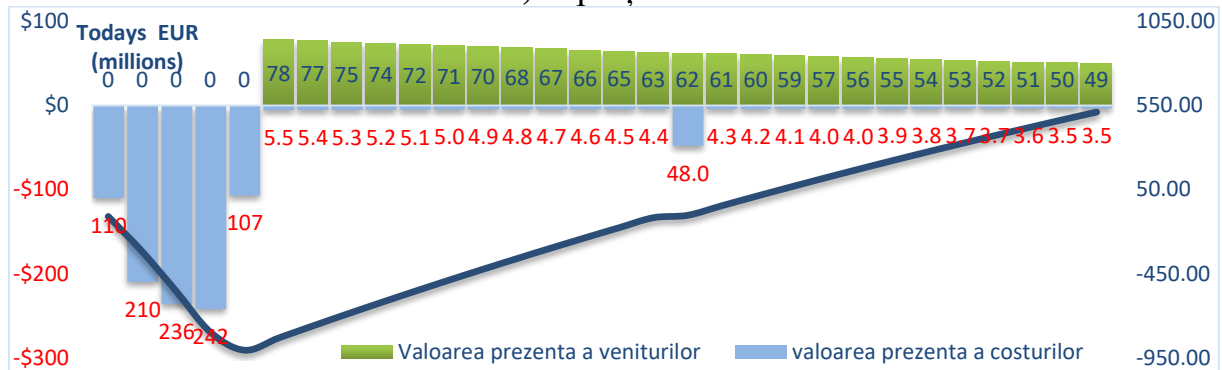
**Tabel 6-6.1. Calculul Ratei Interne de Rentabilitate Financiară – Scenariul**

| Anul de analiza   | Anul de operare | Intrări     | Venituri financiare directe | Contribuția publică | Iesiri      | Cost de investiție | Costuri de operare si intretinere | Costuri cu înlocuirea | Flux de numerar net | Flux de numerar cumulat |
|---|-----------------|-------------|-----------------------------|---------------------|-------------|--------------------|-----------------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|
| 2019  |                 | 0           | 0                           | 0                   | 110000000   | 110000000          | 0                                 | 0                     | -110000000          | -110000000              |
| 2020  |                 | 0           | 0                           | 0                   | 209523809.5 | 209523809.5        | 0                                 | 0                     | -209523810          | -319523809.5            |
| 2021  |                 | 0           | 0                           | 0                   | 235827664.4 | 235827664.4        | 0                                 | 0                     | -235827664          | -555351473.9            |
| 2022  |                 | 0           | 0                           | 0                   | 241874527.6 | 241874527.6        | 0                                 | 0                     | -241874528          | -797226001.5            |
| 2023  |                 | 0           | 0                           | 0                   | 106951321.7 | 106951321.7        | 0                                 | 0                     | -106951322          | -904177323.2            |
| 2024  | 1               | 78212859.08 | 78212859.08                 | 0                   | 5484683.165 | 0                  | 5484683.165                       | 0                     | 72728176            | -831449147.3            |
| 2025  | 2               | 76723090.34 | 76723090.34                 | 0                   | 5380213.01  | 0                  | 5380213.01                        | 0                     | 71342877            | -760106270              |
| 2026  | 3               | 75261698.14 | 75261698.14                 | 0                   | 5277732.762 | 0                  | 5277732.762                       | 0                     | 69983965            | -690122304.6            |
| 2027  | 4               | 73828141.99 | 73828141.99                 | 0                   | 5177204.519 | 0                  | 5177204.519                       | 0                     | 68650937            | -621471367.1            |
| 2028  | 5               | 72421891.66 | 72421891.66                 | 0                   | 5078591.099 | 0                  | 5078591.099                       | 0                     | 67343301            | -554128066.6            |
| 2029  | 6               | 71042427.06 | 71042427.06                 | 0                   | 4981856.031 | 0                  | 4981856.031                       | 0                     | 66060571            | -488067495.5            |
| 2030  | 7               | 69689237.97 | 69689237.97                 | 0                   | 4886963.535 | 0                  | 4886963.535                       | 0                     | 64802274            | -423265221.1            |
| 2031  | 8               | 68361823.92 | 68361823.92                 | 0                   | 4793878.515 | 0                  | 4793878.515                       | 0                     | 63567945            | -359697275.7            |
| 2032  | 9               | 67059693.94 | 67059693.94                 | 0                   | 4702566.544 | 0                  | 4702566.544                       | 0                     | 62357127            | -297340148.3            |
| 2033  | 10              | 65782366.43 | 65782366.43                 | 0                   | 4612993.848 | 0                  | 4612993.848                       | 0                     | 61169373            | -236170775.7            |
| 2034  | 11              | 64529368.98 | 64529368.98                 | 0                   | 4525127.298 | 0                  | 4525127.298                       | 0                     | 60004242            | -176166534              |
| 2035  | 12              | 63300238.14 | 63300238.14                 | 0                   | 4438934.397 | 0                  | 4438934.397                       | 0                     | 58861304            | -117305230.3            |
| 2036  | 13              | 62094519.32 | 62094519.32                 | 0                   | 47984052.03 | 0                  | 4354383.266                       | 43629668.76           | 14110467            | -103194763              |
| 2037  | 14              | 60911766.57 | 60911766.57                 | 0                   | 4271442.632 | 0                  | 4271442.632                       | 0                     | 56640324            | -46554439.06            |
| 2038  | 15              | 59751542.45 | 59751542.45                 | 0                   | 4190081.82  | 0                  | 4190081.82                        | 0                     | 55561461            | 9007021.565             |
| 2039  | 16              | 58613417.83 | 58613417.83                 | 0                   | 4110270.738 | 0                  | 4110270.738                       | 0                     | 54503147            | 63510168.65             |
| 2040  | 17              | 57496971.77 | 57496971.77                 | 0                   | 4031979.867 | 0                  | 4031979.867                       | 0                     | 53464992            | 116975160.6             |
| 2041  | 18              | 56401791.36 | 56401791.36                 | 0                   | 3955180.25  | 0                  | 3955180.25                        | 0                     | 52446611            | 169421771.7             |
| 2042  | 19              | 55327471.52 | 55327471.52                 | 0                   | 3879843.483 | 0                  | 3879843.483                       | 0                     | 51447628            | 220869399.7             |
| 2043  | 20              | 54273614.92 | 54273614.92                 | 0                   | 3805941.703 | 0                  | 3805941.703                       | 0                     | 50467673            | 271337072.9             |
| 2044  | 21              | 53239831.78 | 53239831.78                 | 0                   | 3733447.575 | 0                  | 3733447.575                       | 0                     | 49506384            | 320843457.1             |
| 2045  | 22              | 52225739.75 | 52225739.75                 | 0                   | 3662334.288 | 0                  | 3662334.288                       | 0                     | 48563405            | 3694092.639             |
| 2046  | 23              | 51230963.75 | 51230963.75                 | 0                   | 3592575.54  | 0                  | 3592575.54                        | 0                     | 47638388            | 417045250.8             |
| 2047  | 24              | 50255135.87 | 50255135.87                 | 0                   | 3524145.529 | 0                  | 3524145.529                       | 0                     | 46730990            | 463776241.2             |
| 2048  | 25              | 49297895.19 | 49297895.19                 | 0                   | 3457018.948 | 0                  | 3457018.948                       | 0                     | 45840876            | 509617117.4             |
| Total   |                 | 1567333500  | 1567333500                  | 0                   | 1057716382  | 904177323.2        | 109909390.4                       | 43629668.76           | 509617117           | -5459508122             |
| <b>Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C)</b> |                 |             |                             |                     |             |                    | <b>8.65%</b>                      |                       |                     |                         |
| <b>Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)</b>     |                 |             |                             |                     |             |                    | <b>509617117.39</b>               |                       |                     |                         |
| <b>Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C/C)</b>                       |                 |             |                             |                     |             |                    | <b>1.48</b>                       |                       |                     |                         |

### finanțare publică 100%, la prețuri minime

În ipoteza finanțării proiectului exclusiv din surse bugetare publice, pe orizontul de analiză de 30 ani (din care primii 5 ani sunt alocați implementării proiectului iar perioada de operare este de 25 de ani) randamentul așteptat al investiției în cazul vânzării energiei electrice la prețuri minime este, de cca. 8,65%, considerabil mai mic față de varianta PPP.

**Figura 6-3.1. Fluxul financiar net actualizat – Scenariul finanțare publică 100%, la prețuri minime**



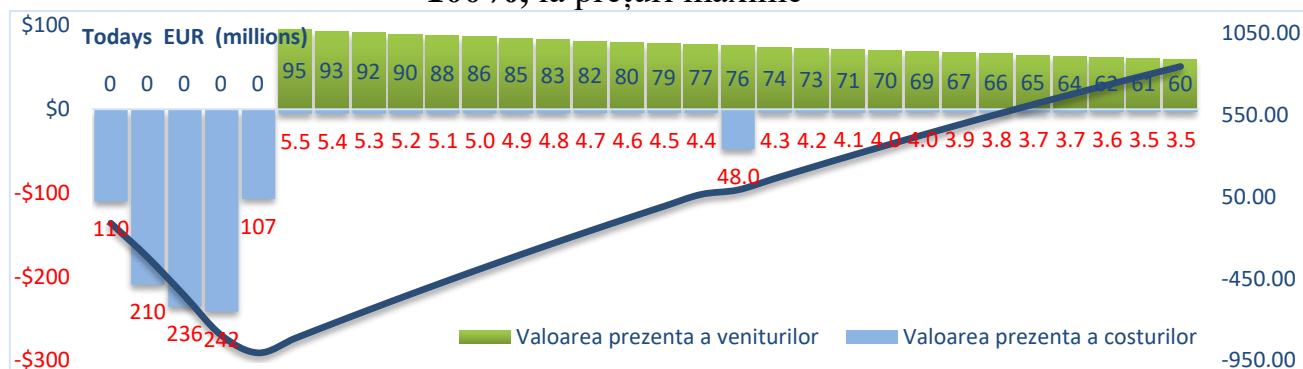
**Tabel 6-6.1. Calculul Ratei Interne de Rentabilitate Financiară – Scenariul finanțare publică 100%, la prețuri maxime**



| Anul de analiza   | Anul de operare | Intrări    | Venituri financiare directe | Contribuția publică | Iesiri     | Cost de investiție | Costuri de operare si intretinere | Costuri cu înlocuirea | Flux de numerar net | Flux de numerar cumulat |
|---|-----------------|------------|-----------------------------|---------------------|------------|--------------------|-----------------------------------|-----------------------|---------------------|-------------------------|
| 2019  |                 | 0          | 0                           | 0                   | 110000000  | 110000000          | 0                                 | 0                     | -110000000          | -110000000              |
| 2020  |                 | 0          | 0                           | 0                   | 209523810  | 209523810          | 0                                 | 0                     | -209523809.5        | -319523810              |
| 2021  |                 | 0          | 0                           | 0                   | 235827664  | 235827664          | 0                                 | 0                     | -235827664.4        | -555351474              |
| 2022  |                 | 0          | 0                           | 0                   | 241874528  | 241874528          | 0                                 | 0                     | -241874527.6        | -797226002              |
| 2023  |                 | 0          | 0                           | 0                   | 106951322  | 106951322          | 0                                 | 0                     | -106951321.7        | -904177323              |
| 2024  | 1               | 95180408.1 | 95180408.1                  | 0                   | 5484683.17 | 0                  | 5484683.165                       | 0                     | 89695724.96         | -814481598              |
| 2025  | 2               | 93367448   | 93367448                    | 0                   | 5380213.01 | 0                  | 5380213.01                        | 0                     | 87987234.96         | -726494363              |
| 2026  | 3               | 91589020.4 | 91589020.4                  | 0                   | 5277732.76 | 0                  | 5277732.762                       | 0                     | 86311287.63         | -640183076              |
| 2027  | 4               | 89844467.6 | 89844467.6                  | 0                   | 5177204.52 | 0                  | 5177204.519                       | 0                     | 84667263.1          | -555515813              |
| 2028  | 5               | 88133144.4 | 88133144.4                  | 0                   | 5078591.1  | 0                  | 5078591.099                       | 0                     | 83054553.33         | -472461259              |
| 2029  | 6               | 86454417.9 | 86454417.9                  | 0                   | 4981856.03 | 0                  | 4981856.031                       | 0                     | 81472561.84         | -390988697              |
| 2030  | 7               | 84807667   | 84807667                    | 0                   | 4886963.54 | 0                  | 4886963.535                       | 0                     | 79920703.51         | -311067994              |
| 2031  | 8               | 83192282.9 | 83192282.9                  | 0                   | 4793878.52 | 0                  | 4793878.515                       | 0                     | 78398404.4          | -232669590              |
| 2032  | 9               | 81607668   | 81607668                    | 0                   | 4702566.54 | 0                  | 4702566.544                       | 0                     | 76905101.46         | -155764488              |
| 2033  | 10              | 80053236.2 | 80053236.2                  | 0                   | 4612993.85 | 0                  | 4612993.848                       | 0                     | 75440242.38         | -80324245.7             |
| 2034  | 11              | 78528412.7 | 78528412.7                  | 0                   | 4525127.3  | 0                  | 4525127.298                       | 0                     | 74003285.39         | -6320960.28             |
| 2035  | 12              | 77032633.4 | 77032633.4                  | 0                   | 4438934.4  | 0                  | 4438934.397                       | 0                     | 72593699            | 66272738.72             |
| 2036  | 13              | 75565345.1 | 75565345.1                  | 0                   | 47984052   | 0                  | 4354383.266                       | 43629668.76           | 27581293.11         | 93854031.83             |
| 2037  | 14              | 74126005.2 | 74126005.2                  | 0                   | 4271442.63 | 0                  | 4271442.632                       | 0                     | 69854562.6          | 163708594.4             |
| 2038  | 15              | 72714081.3 | 72714081.3                  | 0                   | 4190081.82 | 0                  | 4190081.82                        | 0                     | 68523999.5          | 232232593.9             |
| 2039  | 16              | 71329051.2 | 71329051.2                  | 0                   | 4110270.74 | 0                  | 4110270.738                       | 0                     | 67218780.46         | 299451374.4             |
| 2040  | 17              | 69970402.6 | 69970402.6                  | 0                   | 4031979.87 | 0                  | 4031979.867                       | 0                     | 65938422.74         | 365389797.1             |
| 2041  | 18              | 68637633   | 68637633                    | 0                   | 3955180.25 | 0                  | 3955180.25                        | 0                     | 64682452.78         | 430072249.9             |
| 2042  | 19              | 67330249.5 | 67330249.5                  | 0                   | 3879843.48 | 0                  | 3879843.483                       | 0                     | 63450406.07         | 493522656               |
| 2043  | 20              | 66047768.6 | 66047768.6                  | 0                   | 3805941.7  | 0                  | 3805941.703                       | 0                     | 62241826.9          | 555764482.9             |
| 2044  | 21              | 64789715.9 | 64789715.9                  | 0                   | 3733447.58 | 0                  | 3733447.575                       | 0                     | 61056268.29         | 616820751.2             |
| 2045  | 22              | 63555626   | 63555626                    | 0                   | 3662334.29 | 0                  | 3662334.288                       | 0                     | 59893291.76         | 676714042.9             |
| 2046  | 23              | 62345042.7 | 62345042.7                  | 0                   | 3592575.54 | 0                  | 3592575.54                        | 0                     | 58752467.15         | 735466510.1             |
| 2047  | 24              | 61157518.1 | 61157518.1                  | 0                   | 3524145.53 | 0                  | 3524145.529                       | 0                     | 57633372.54         | 793099882.6             |
| 2048  | 25              | 59992613   | 59992613                    | 0                   | 3457018.95 | 0                  | 3457018.948                       | 0                     | 56535594.01         | 849635476.6             |
| Total   |                 | 1907351859 | 1907351859                  | 0                   | 1057716382 | 904177323          | 109909390.4                       | 43629668.76           | 849635476.6         | -700545509              |
| <b>Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C)</b> |                 |            |                             |                     |            |                    | <b>10.94%</b>                     |                       |                     |                         |
| <b>Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)</b>     |                 |            |                             |                     |            |                    | <b>879735157.06</b>               |                       |                     |                         |
| <b>Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C C)</b>                       |                 |            |                             |                     |            |                    | <b>1.86</b>                       |                       |                     |                         |

Iar, în ipoteza finanțării proiectului exclusiv din surse bugetare publice, pe orizontul de analiză de 30 ani (din care primii 5 ani sunt alocați implementării proiectului iar perioada de operare este de 25 de ani) randamentul așteptat al investiției în cazul vânzării producției de energie electrică la prețurile maxime aflate pe piață, este de cca. 10,9%, considerabil mai mic față de varianta PPP, în ambele situații.

**Figura 6-4.2. Fluxul financiar net actualizat – Scenariul finanțare publică 100%, la prețuri maxime**



Se poate concluziona că varianta PPP este optimă în oricare dintre cele 2 variante.

### 6.3.5. Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate permite identificarea acelor variabile critice ale proiectului și reprezintă un instrument pentru măsurarea modului în care variația acestora (în sensul scăderii sau creșterii) are impact asupra performanțelor financiare și economice ale proiectului derulat în parteneriat public-privat. De exemplu, cum o variație în sens negativ a energiei electrice produse influențează veniturile încasate.

După cum se observă în tabelul 6.7, cele mai importante efecte asupra ratei de rentabilitate a proiectului le au scăderea cantității energie electrică produsă.

Astfel, analiza efectuată arată că nefinalizarea primelor construcției în primii 5 ani și neînceperea exploatarea lor diminuează mărimea veniturilor, pe lângă pierderea primei de 100 milioane de euro de la stat, ceea ce va diminua și rata rentabilității de la 19,9% la 14%, în varianta vânzării energiei electrice la prețuri minime și, respectiv diminuarea ratei rentabilității de la 22% la 16%, în cazul vânzării producției de energie electrică la prețurile maxime înregistrate pe piață.

Un impact mai puțin de important asupra ratei rentabilității îl are scăderea capacității de producție a energiei electrice în anii afectați de secetă puternică. O reducere a producției de energie cu 10%, se va traduce într-o scădere a ratei rentabilității de la 16% la 13,9%.

În schimb impactul pe care îl are scăderea cotei de contribuție a statului de la 20% la 10% pentru realizarea investiției, cauzează o scădere a ratei rentabilității de aproximativ 2pp, indiferent dacă producția de energie electrică este vândută la prețuri minime sau la prețuri maxime.

Nu în ultimul rând, analiza de sensibilitate arată faptul că în urma analizei impactului plăților de disponibilitate s-a observat că nealocarea sumelor de disponibilitate nu conduce la o valoare prezentă netă negativă, dar scade ratele rentabilității cu peste 4pp.

**Tabel 6-7. Scenarii testate în cadrul analizei de sensibilitate**

| Variabile  | Modificare a variabilelor explicative       | Influența asupra ratei de rentabilitate         | Impact Previzionat |
|--|---|---|--------------------|
| <i>Nealocarea sumelor de disponibilitate</i>                                 | Nefinalizarea construcției în 5 ani         | Minus 6 p.p. pentru toată perioada              | Foarte Important   |
| <i>Cantitatea produsă de energie pe parcursul celor 30 ani de exploatare</i> | Scădere cu 10p.p. față de scenariul de bază | Minus 2 p.p. doar pentru perioada de exploatare | Moderat            |
| <i>Diminuarea cotei de participare a statului</i>                            | Scădere cu 10p.p. față de scenariul de bază | Minus 2 p.p. pentru toată perioada              | Moderat            |
| <i>Nealocarea sumelor de disponibilitate și primelor anuale</i>              |   | Minus 4 p.p. pentru toată perioada              | Important          |

Pentru că singura sursă de venituri operaționale este reprezentată de veniturile din producția de energie electrică, am analizat și care ar fi pragul minim al veniturilor obținute din vânzări la care rata rentabilității ar fi zero, respectiv pragul la care partenerul privat nu reușește să-și acopere costurile din veniturile actualizate și să obțină un profit rezonabil, o rentabilitate mai mare de 5,5%, astfel încât investiția să fie atractivă.

**Tabel 6-8. Scenarii privind evoluția ratei rentabilității**

|                                      | Rata Rentabilității pe întreaga perioadă | Venituri anuale estimate 2024-2043 |
|--------------------------------------|--|------------------------------------|
| SCENARIUL DE BAZA, la preturi minime | 16.07%                                   | 2744.15                            |
| Venituri sc.-10%                     | 13.89%                                   | 2469.735                           |
| Venituri sc.-20%                     | 11.68%                                   | 2195.32                            |

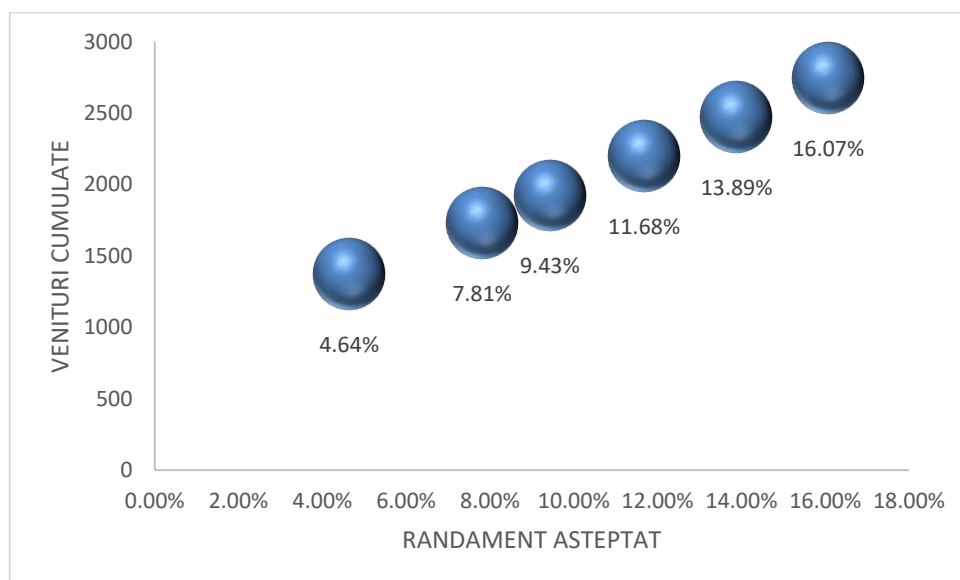
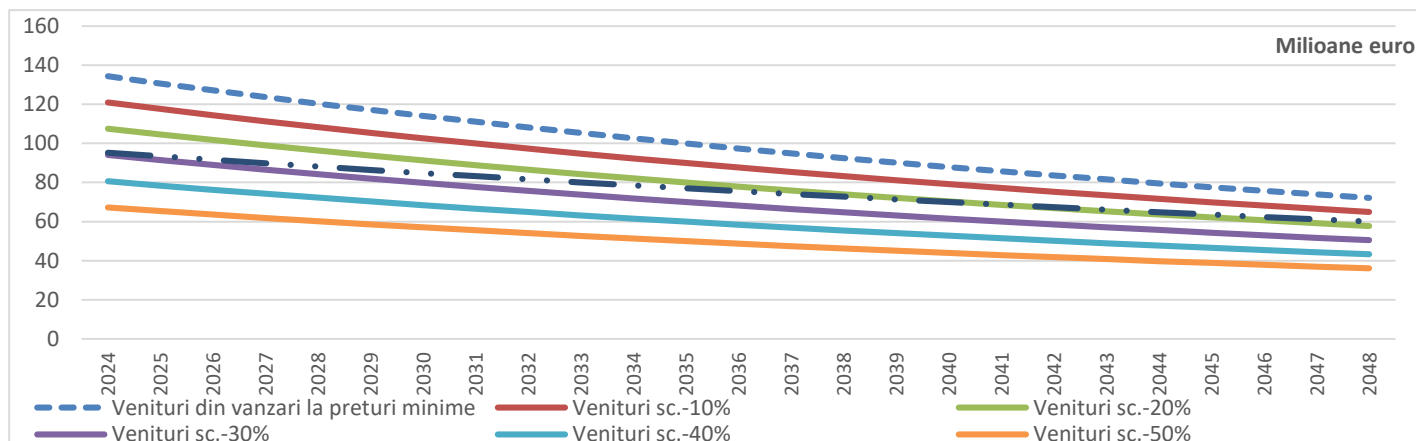
|                  |       |          |
|------------------|-------|----------|
| Venituri sc.-30% | 9.43% | 1920.905 |
| Venituri sc.-40% | 7.81% | 1728.814 |
| Venituri sc.-50% | 4.64% | 1372.075 |

Astfel, pe baza datelor privind evoluția veniturilor estimate, se constată că, pentru ca partenerul privat să obțină o rată a rentabilității rezonabilă, veniturile obținute din producția de energie pot să se diminueze în perioada analizată și cu cel mult 40% pentru ca rata rentabilității să fie mai mare de 5,5%, așa cum am presupus încă de la începutul acestei analize, în condițiile vânzării de energie electrică la prețurile maxime de pe piață și a obținerii din partea statului a primei de disponibilitate și a primelor anuale. În același timp ce o scădere a veniturilor obținute din producerea de energie electrică de peste 10% face proiectul nerentabil (partenerul privat nu mai reușește să își recupereze investiția) în condițiile în care energia electrică este vândută la prețurile minime de pe piață și partenerul privat nu primește sumele de disponibilitate și primele anuale de la partenerul public.

Totuși, în cazul unei creșteri mai mari cu 10% față de scenariul de bază a cantității transportate, se constată o creștere semnificativă a ratei rentabilității.

Cu toate acestea, chiar și în scenariul pesimist, proiectul în regim PPP este rentabil, în condițiile unei scăderi de 10% a veniturilor pe întreaga perioadă de exploatare și fără alte plăți suplimentare din partea statului.

**Figura 6-5. Scenarii privind evoluția veniturilor din traficul de marfă în perioada de operare, la prețuri maxime**



#### **6.4. Varianta recomandată de elaboratorul studiului și avantajele acesteia**

Deoarece situația pieței energiei electrice este una imprevizibilă, iar partenerul privat ar putea fi nevoit să vândă producția de energie electrică la cele mai mici prețuri de pe piață, au fost întocmite două scenarii. Unul pesimist, în care pe toată durata de operare a investiției, partenerul privat vinde întreaga cantitate de energie electrică la cele mai mici prețuri de pe piață și un scenariu optimist, în care partenerul privat reușește să vândă energia electrică la cel mai mare preț de pe piață.

Tabelele următoare prezintă rezultatele modelului financiar în cele două ipoteze de lucru privind finanțarea și operarea obiectivului de investiții.

**Tabel 6-9.1. Sumarul rezultatelor analizei financiare în cele două ipoteze privind finanțarea proiectului, varianta pesimistă**

| Scenariul I - PPP  |                              |                            |            | Scenariul II - Finanțare publică                                     |                              |                            |              |
|--|------------------------------|----------------------------|------------|--|------------------------------|----------------------------|--------------|
| preturi minime   |                              |                            |            | preturi minime   |                              |                            |              |
| Costuri de investiție, cu întreținere, operarea și înlocuirea (Euro) |                              |                            |            | Costuri de investiție, cu întreținere, operarea și înlocuirea (Euro) |                              |                            |              |
|  | Valoare Totală Neactualizată | Valoare Totală Actualizată | %          |  | Valoare Totală Neactualizată | Valoare Totală Actualizată | %            |
| Costuri de investiție  | 800000000                    | 675510278                  | 85.31%     | Costuri de investiție  | 1000000000.00                | 904177323.2                | 85.48%       |
| Costuri cu întreținerea și operarea                                  | 255214850                    | 113824258                  | 14.37%     | Costuri cu întreținerea și operarea                                  | 255214850.3                  | 109909390.4                | 10.39%       |
| Costuri cu înlocuirea  | 100000000                    | 2502706                    | 0.32%      | Costuri cu înlocuirea  | 100000000                    | 43629668.76                | 4.12%        |
| Total costuri  | 1155214850                   | 791837242                  | 100.00%    | Total costuri  | 1355214850.25                | 1057716382.36              | 100.00%      |
| Venituri financiare  |                              |                            |            | Venituri financiare  |                              |                            |              |
|  | Valoare Totală Neactualizată | Valoare Totală Actualizată | %          |  | Valoare Totală Neactualizată | Valoare Totală Actualizată | %            |
| Producere energie electrică  | 3639423193                   | 1567333500                 | 65.19%     | Producere energie electrică  | 3639423193                   | 1561670858.20              | 100.00%      |
| Contribuție publică  | 1543293600                   | 836798091                  | 34.81%     | Contribuție publică  | 0.00                         | 0.00                       | 0.00%        |
| Total venituri   | 5182716793                   | 2404131591                 | 100.00%    | Total venituri   | 1567333499.75                | 1561670858.20              | 100.00%      |
| Indicatori de rentabilitate financiară                               |                              |                            |            | Indicatori de rentabilitate financiară                               |                              |                            |              |
| Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIF)       |                              |                            | 19.88%     | Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIF)       |                              |                            | 8.65%        |
| Vârta de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (VAN)         |                              |                            | 1527250673 | Vârta de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (VAN)         |                              |                            | 509617117.39 |
| Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C)                       |                              |                            | 1.85       | Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C)                       |                              |                            | 1.48         |
| Randament așteptat   |                              |                            | 84.75%     | Randament așteptat   |                              |                            | 48.18%       |

Randamentul așteptat în scenariul PPP, varianta pesimistă este de aproape 20%, în condițiile privind contribuția publică la costurile de investiție de 20%.

În schimb, în ipoteza implementării proiectului integral din surse bugetare publice, pentru un orizont de analiză de 30 de ani (din care 5 ani corespund fazei de execuție iar 25 de ani perioada de operare) rentabilitatea financiară a investiției este una mult mai mică (Rata Internă de Rentabilitate Financiară), de doar 8,69%.

În cazul scenariului optimist, randamentul așteptat în scenariul PPP, este de 22%, chiar și în condițiile unor scenarii conservatoare privind creșterea așteptată a prețului energiei electrice dar și privind contribuția publică la costurile de investiție (20%).

În schimb, în ipoteza implementării în aceleași condiții a proiectului integral din surse bugetare publice, pentru un orizont de analiză de 30 de ani rentabilitatea financiară a investiției este una mult mai mică, de 10,64%.

Prin urmare, varianta recomandată de implementare și operare a proiectului este mecanism PPP, în ambele situații, atât în cazul pesimist, cât și în cazul optimist, opțiune ce va asigura o operare optimă a CHEAP, împreună cu activele și activitățile conexe proiectului.

**Tabel 6-9.2. Sumarul rezultatelor analizei financiare în cele două ipoteze privind finanțarea proiectului, scenariul optimist**

| Scenariul I - PPP  |                              |                            |                | Scenariul II - Finanțare publică                                     |                              |                            |                |
|--|------------------------------|----------------------------|----------------|--|------------------------------|----------------------------|----------------|
| preturi maxime   |                              |                            |                | preturi maxime   |                              |                            |                |
| Costuri de investiție, cu întreținere, operarea și înlocuirea (Euro) |                              |                            |                | Costuri de investiție, cu întreținere, operarea și înlocuirea (Euro) |                              |                            |                |
|  | Valoare Totală Neactualizată | Valoare Totală Actualizată | %              |  | Valoare Totală Neactualizată | Valoare Totală Actualizată | %              |
| Costuri de investiție  | 800000000                    | 675510278                  | 85.31%         | Costuri de investiție  | 1000000000.00                | 904177323.23               | 85.48%         |
| Costuri cu întreținerea și operarea                                  | 255214850.3                  | 113824258                  | 14.37%         | Costuri cu întreținerea și operarea                                  | 255214850.25                 | 109909390.36               | 10.39%         |
| Costuri cu înlocuirea  | 100000000                    | 2502706                    | 0.32%          | Costuri cu înlocuirea  | 100000000.00                 | 43629668.76                | 4.12%          |
| <b>Total costuri</b>   | <b>1155214850</b>            | <b>791837242</b>           | <b>100.00%</b> | <b>Total costuri</b>   | <b>1355214850.25</b>         | <b>1057716382.36</b>       | <b>100.00%</b> |
| Venituri financiare  |                              |                            |                | Venituri financiare  |                              |                            |                |
|  | Valoare Totală Neactualizată | Valoare Totală Actualizată | %              |  | Valoare Totală Neactualizată | Valoare Totală Actualizată | %              |
| Producere energie electrică  | 4428962052                   | 1907351859                 | 79.34%         | Producere energie electrică  | 4428962052.02                | 1907351859.00              | 100.00%        |
| Contribuție publică  | 1543293600                   | 836798091                  | 34.81%         | Contribuție publică  | 0.00                         | 0.00                       | 0.00%          |
| <b>Total venituri</b>  | <b>5972255652</b>            | <b>2744149950</b>          | <b>114.14%</b> | <b>Total venituri</b>  | <b>4428962052.02</b>         | <b>1907351859.00</b>       | <b>100.00%</b> |
| Indicatori de rentabilitate financiară                               |                              |                            |                | Indicatori de rentabilitate financiară                               |                              |                            |                |
| Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIF)       |                              |                            | 22.01%         | Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIF)       |                              |                            | 10.64%         |
| Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF)     |                              | 1867269032                 |                | Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF)     |                              | 849635476.64               |                |
| Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C/C)                     |                              |                            | 3.13           | Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C/C)                     |                              |                            | 1.80           |
| <b>Randament așteptat</b>  |                              |                            | <b>212.94%</b> | <b>Randament așteptat</b>  |                              |                            | <b>80.33%</b>  |

Totodată, există și alte beneficii suplimentare rezultate din utilizarea metodei concesiune/PPP, cele mai importante dintre acestea fiind:

- Modul de structurare a plăților facilitează realizarea proiectelor care presupun costuri de capital semnificative și care, altfel, nu ar putea fi suportate de către bugetul de stat.
- Autoritatea publică obține beneficiile pentru un cost mai scăzut și servicii mai eficiente și mai inovative furnizate de sectorul privat.
- Sectorul privat își asumă responsabilitatea pentru marea majoritate a riscurilor Proiectului.

- Proiectele de tip Concesiune/PPP încurajează o abordare pe termen lung a creării și gestionării activelor sectorului public, în timp ce acesta din urmă reține proprietatea finală asupra activelor create.
- Sectorul public obține un beneficiu economico-financiar (“value for money”) din furnizarea serviciilor acelor active, incluzând întreținerea și înlocuirea în ciclul de viață, acestea fiind furnizate de sectorul privat la standardul cerut, la cel mai scăzut cost economic pe termen lung. Sectorul privat, care este responsabil pentru construirea activelor, este de asemenea responsabil pentru întreținerea acestora pe termen lung, fapt care duce la obținerea unei calități îmbunătățite a activelor sectorului public.
- În cazul în care concesionarul nu respectă standardele de performanță minime prevăzute în contractul de concesiune, atunci se percep penalități financiare de la concesionar.

Din punct de vedere al eficienței realizării proiectului, statistic, din practica internațională a rezultat că există o probabilitate mult mai ridicată ca proiectele realizate în regim concesiune/PPP să se realizeze în bugetele și calendarele de implementare stabilite inițial, asumarea majorității riscurilor de către sectorul privat și controlul finanțatorilor proiectului fiind elemente determinante în acest sens, în comparație cu proiectele de achiziție publică tradițională.

**În concluzie, analizând rezultatele calculelor efectuate pentru un orizont de perspectivă de 30 ani, se recomandă realizarea proiectului în parteneriat public- privat.**

## **6.5. Structura de distribuire a riscurilor pentru fiecare opțiune, cuantificarea acestora și alternative de alocare între părțile contractante, funcție de capacitatea de gestionare a riscurilor**

### **6.5.1. Identificarea și cuantificarea riscurilor**

În general, riscul este extrem de greu de detectat și măsurat din cauza evenimentelor care au un grad ridicat de incertitudine. Cea mai utilizată metodă este aceea de a estima probabilitatea statistică a apariției unui eveniment negativ, asociindu-i ulterior un cost măsurabil.

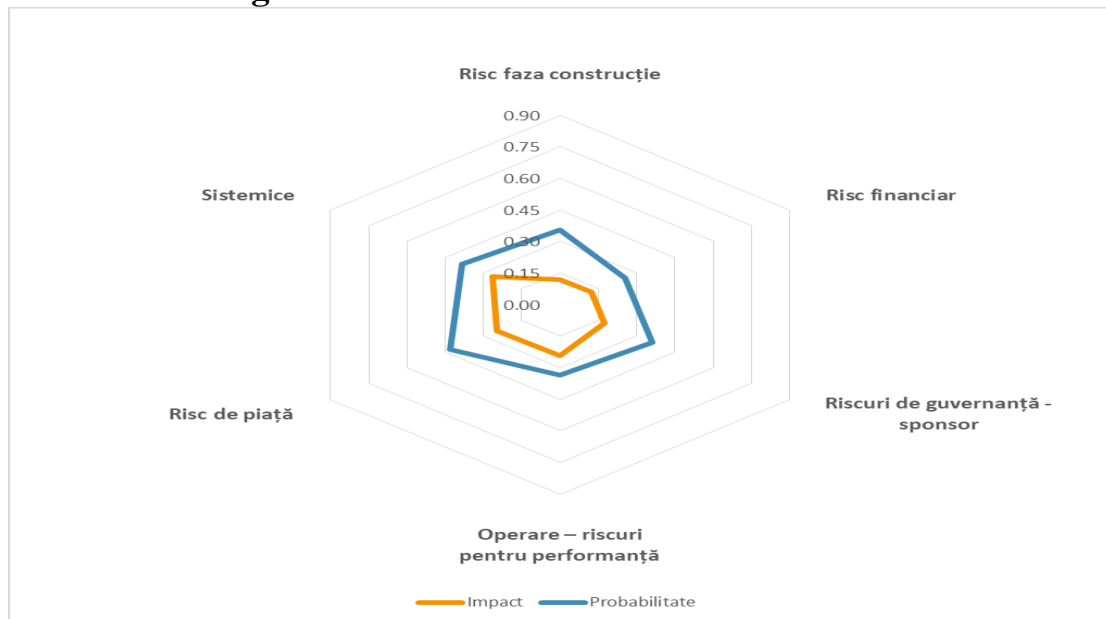
Evaluarea riscului și scoringul este un pas important în procesul de management al riscului, acesta constând în determinarea valorii cantitative / calitative a riscului asociat unei situații concrete și a unor amenințări recunoscute. Evaluarea cantitativă a riscului necesită calcularea a două



componente ale riscului: magnitudinea pierderii potențiale (impactul), pe de-o parte, și probabilitatea de apariție a respectivei pierderi, pe de alta.

Pentru evaluarea riscurilor la care proiectul de față este expus am construit o matrice a riscului, analizând probabilitatea și severitatea consecințelor care pot proveni ca urmare a concretizării mai multor categorii de riscuri, prezentate în figura alăturată.

**Figura 6-6. Structura riscurilor identificate**



Pe baza estimării impactului așteptat a aproximativ 77 de riscuri încadrate în cele șase categorii menționate mai sus (tabelul următor), și asocierii probabilităților aferente fiecărui risc, se constată următoarele:

- riscul de piață și cel de operare sunt cele mai importante riscuri cu care proiectul de investiții se poate confrunta.
- cele mai multe riscuri se regăsesc în categoria celor cu impact moderat spre scăzut.
- media impactului este de 0,198
- probabilitatea medie a riscurilor analizate este de 0,353, ceea ce încadrează proiectul în zona cu risc moderat spre scăzut, respectiv riscuri a căror apariție este puțin probabilă.
- cele mai importante riscuri pot proveni din zona riscurilor de piață, influența cea mai mare – în cazul concretizării – venind, de exemplu, creșterii concurenței din partea altor furnizori de energie electrică creșterii concurenței din partea altor modalități de produce energie electrică.

De asemenea, din zona riscurilor privind operarea, o influență importantă o poate avea depășirea costurilor de exploatare / necesitatea de a extinde lucrările de mentenanță.

**Tabel 6-10. Matricea riscurilor**

|                          |    | Riscul   | Impact     |         | Probabilitate   |         | Risc estimat |
|--------------------------|----|--|------------|---------|-----------------|---------|--------------|
|                          |    |  | Denumire   | Valoare | Denumire        | Valoare |              |
| 1. Risc faza constructie | 1  | Structura existentă este inadecvată                  | Neglijabil | 0.05    | Probabil        | 0.5     | 0.025        |
|                          | 2  | Condițiile șantierului                               | Neglijabil | 0.05    | Improbabil      | 0.1     | 0.005        |
|                          | 3  | Obținerea avizelor necesare - opoziție politică      | Moderat    | 0.2     | Foarte probabil | 0.7     | 0.140        |
|                          | 4  | Mediul înconjurător și curățarea în urma șantierului | Scazut     | 0.1     | Putin probabil  | 0.3     | 0.030        |
|                          | 5  | Design deficitar al proiectului                      | Moderat    | 0.2     | Improbabil      | 0.1     | 0.020        |
|                          | 6  | Mărimea și complexitatea lucrărilor a CHEAP          | Neglijabil | 0.05    | Improbabil      | 0.1     | 0.005        |
|                          | 7  | Întârzierea în demararea lucrărilor                  | Moderat    | 0.2     | Foarte probabil | 0.7     | 0.140        |
|                          | 8  | Prețul materialelor și a materiilor prime            | Scazut     | 0.1     | Probabil        | 0.5     | 0.050        |
|                          | 9  | Testarea construcției (recepția)                     | Moderat    | 0.2     | Improbabil      | 0.1     | 0.020        |
|                          | 10 | Durata de viață (a CHEAP)                            | Neglijabil | 0.05    | Improbabil      | 0.1     | 0.005        |
| 2. Risc financiar        | 11 | Riscul tehnologic                                    | Scazut     | 0.1     | Foarte probabil | 0.7     | 0.070        |
|                          | 12 | Raportul calitate/preț                               | Scazut     | 0.1     | Putin probabil  | 0.3     | 0.030        |
|                          | 13 | Ratele dobânzii înainte de alocarea proiectului      | Scazut     | 0.1     | Putin probabil  | 0.3     | 0.030        |
|                          | 14 | Durata proiectului                                   | Scazut     | 0.1     | Probabil        | 0.5     | 0.050        |
|                          | 1  | Verificarea fluxului de                              | Moderat    | 0.2     | Putin           | 0.3     | 0.060        |

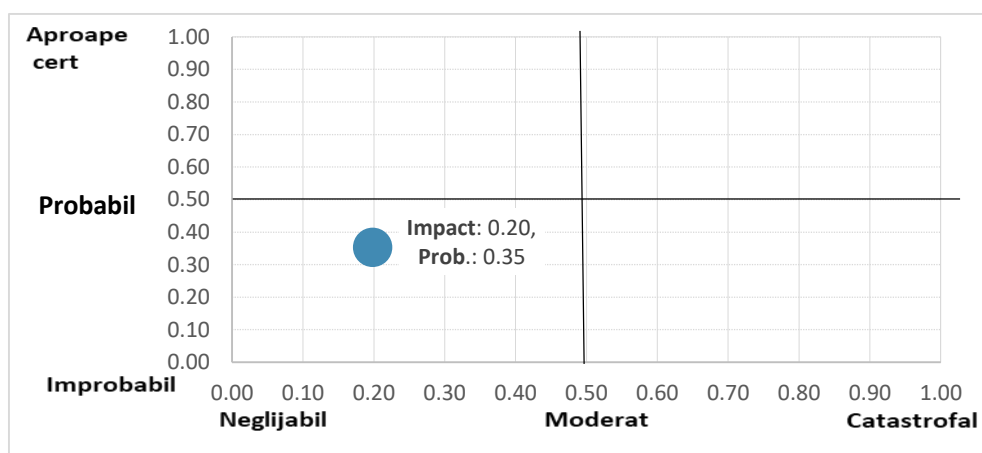
|                                   |    |   |            |      |                |     |       |
|-----------------------------------|----|---|------------|------|----------------|-----|-------|
|                                   | 5  | numerar   |            |      | probabil       |     |       |
|                                   | 16 | Necesitatea de finanțare suplimentară                           | Neglijabil | 0.05 | Putin probabil | 0.3 | 0.015 |
|                                   | 17 | Lichiditate   | Moderat    | 0.2  | Putin probabil | 0.1 | 0.020 |
|                                   | 18 | Gradul de maturitate (al împrumuturilor)                        | Moderat    | 0.2  | Putin probabil | 0.3 | 0.060 |
|                                   | 19 | Existența unor investitori instituționali                       | Scazut     | 0.1  | Putin probabil | 0.3 | 0.030 |
|                                   | 20 | Riscul valutar  | Neglijabil | 0.05 | Putin probabil | 0.3 | 0.015 |
|                                   | 21 | Valoarea contribuției publice                                   | Neglijabil | 0.05 | Improbabil     | 0.1 | 0.005 |
|                                   | 22 | Plata în avans a grantului public                               | Moderat    | 0.2  | Improbabil     | 0.1 | 0.020 |
|                                   | 23 | Intarea în faliment/incapacitate de plată a partenerului public | Neglijabil | 0.05 | Improbabil     | 0.1 | 0.005 |
|                                   | 24 | Partenerul privat operează cu rate de levier foarte ridicate    | Moderat    | 0.2  | Putin probabil | 0.3 | 0.060 |
| 3. Riscuri de guvernare / sponsor | 25 | Sponsor   | Neglijabil | 0.05 | Improbabil     | 0.1 | 0.005 |
|                                   | 26 | Contracte de parteneriat  | Scazut     | 0.1  | Putin probabil | 0.3 | 0.030 |
|                                   | 27 | Schimbări în conducerea sau acționariatul partenerului privat   | Neglijabil | 0.05 | Probabil       | 0.5 | 0.025 |
|                                   | 29 | Parteneri privați care au mai multe roluri în proiect           | Scazut     | 0.1  | Putin probabil | 0.3 | 0.030 |
|                                   | 30 | Fraudă/ Corupție  | Moderat    | 0.2  | Putin probabil | 0.3 | 0.060 |

|   |        |   |             |      |                 |     |       |
|---|--------|---|-------------|------|-----------------|-----|-------|
|   |        |   |             |      | 1               |     |       |
|   | 3<br>1 | Complexitatea proiectului   | Moderat     | 0.2  | Probabil        | 0.5 | 0.100 |
|   | 3<br>2 | Hazardul moral  | Moderat     | 0.2  | Improbabil      | 0.1 | 0.020 |
|   | 3<br>3 | Reputația pe care o construiesc consumatorii de energie electrica, clienti ai CHEAP | Neglijabil  | 0.05 | Probabil        | 0.5 | 0.025 |
|   | 3<br>4 | Rețeaua creată - contribuția proiectului la dezvoltarea generală a zonei            | Ridicat     | 0.4  | Foarte probabil | 0.7 | 0.280 |
|   | 3<br>5 | Renegocierea (contractelor)   | Ridicat     | 0.4  | Putin probabil  | 0.3 | 0.120 |
| 4. Operare – riscuri pentru performanță | 3<br>6 | Managementul proiectului  | Moderat     | 0.2  | Putin probabil  | 0.3 | 0.060 |
|   | 3<br>7 | Inputuri (preț, calitate, disponibilitate)  | Scazut      | 0.1  | Putin probabil  | 0.3 | 0.030 |
|   | 3<br>8 | Modificări ale specificațiilor outputului   | Moderat     | 0.2  | Putin probabil  | 0.3 | 0.060 |
|   | 3<br>9 | Flexibilitate   | Scazut      | 0.1  | Putin probabil  | 0.3 | 0.030 |
|   | 4<br>0 | Mentenanță - restructurare  | Moderat     | 0.2  | Putin probabil  | 0.3 | 0.060 |
|   | 4<br>1 | Securitate  | Catastrofal | 0.8  | Putin probabil  | 0.3 | 0.240 |
|   | 4<br>2 | Falimentul (al contractorului sau sub-contractorului)                               | Ridicat     | 0.4  | Putin probabil  | 0.3 | 0.120 |
|   | 4<br>3 | Uzura tehnică sau inovația  | Ridicat     | 0.4  | Probabil        | 0.5 | 0.200 |
|   | 4<br>4 | Testul pieței (benchmarking)  | Scazut      | 0.1  | Probabil        | 0.5 | 0.050 |

|                  |    |  |            |      |                 |     |       |
|------------------|----|--|------------|------|-----------------|-----|-------|
|                  | 45 | Costuri cu angajații                             | Scazut     | 0.1  | Putin probabil  | 0.3 | 0.030 |
|                  | 47 | Predarea   | Neglijabil | 0.05 | Improbabil      | 0.1 | 0.005 |
|                  | 48 | Nivel de competență și de know-how               | Ridicat    | 0.4  | Probabil        | 0.5 | 0.200 |
|                  | 49 | Monitorizarea                                    | Scazut     | 0.1  | Improbabil      | 0.1 | 0.010 |
|                  | 50 | Sub-contractarea                                 | Moderat    | 0.2  | Putin probabil  | 0.3 | 0.060 |
|                  | 51 | Costuri generate de bias                         | Moderat    | 0.2  | Probabil        | 0.5 | 0.100 |
|                  | 52 | Venituri operaționale sub ținte                  | Moderat    | 0.2  | Probabil        | 0.5 | 0.100 |
|                  | 53 | Avarierea sistemelor ITC                         | Ridicat    | 0.4  | Putin probabil  | 0.3 | 0.120 |
| 5. Risc de piata | 54 | Piața  | Scazut     | 0.1  | Improbabil      | 0.1 | 0.010 |
|                  | 55 | Cererea de energie electrica                     | Scazuta    | 0.2  | Improbabil      | 0.1 | 0.020 |
|                  | 56 | Cererea (bazată pe tarife / venituri comerciale) | Scazut     | 0.1  | Putin probabil  | 0.3 | 0.030 |
|                  | 57 | Oferta de servicii alternative                   | Moderat    | 0.1  | Probabil        | 0.5 | 0.050 |
|                  | 58 | Lipsa experienței                                | Moderat    | 0.2  | Putin probabil  | 0.3 | 0.060 |
|                  | 59 | Criterii de selecție                             | Moderat    | 0.2  | Probabil        | 0.5 | 0.100 |
|                  | 60 | Standarde de pre-calificare ale licitatorilor    | Moderat    | 0.2  | Probabil        | 0.5 | 0.100 |
|                  | 61 | Ofertă anormală                                  | Moderat    | 0.2  | Probabil        | 0.5 | 0.100 |
|                  | 62 | Apelul (litigiu)                                 | Ridicat    | 0.4  | Foarte probabil | 0.7 | 0.280 |

|            |    |  |              |              |                 |             |              |
|------------|----|--|--------------|--------------|-----------------|-------------|--------------|
|            | 63 | Relații industriale și critică din partea societății civile          | Ridicat      | 0.4          | Probabil        | 0.5         | 0.200        |
|            | 64 | Aprobări   | Ridicat      | 0.4          | Foarte probabil | 0.7         | 0.280        |
|            | 65 | Procedural   | Ridicat      | 0.4          | Foarte probabil | 0.5         | 0.200        |
|            | 66 | Modificări ale cadrului legislativ și ale politicilor guvernamentale | Moderat      | 0.4          | Probabil        | 0.5         | 0.200        |
|            | 67 | Reglementare   | Ridicat      | 0.4          | Probabil        | 0.5         | 0.200        |
|            | 68 | Modificări ale codului fiscal  | Moderat      | 0.2          | Putin probabil  | 0.3         | 0.060        |
|            | 69 | Contractual  | Scazut       | 0.1          | Putin probabil  | 0.3         | 0.030        |
|            | 70 | Corupție   | Moderat      | 0.2          | Probabil        | 0.5         | 0.100        |
| 6. Sisteme | 71 | Forță majoră   | Catastrofal  | 0.8          | Putin probabil  | 0.3         | 0.240        |
|            | 72 | Riscul de țară   | Scazut       | 0.1          | Putin probabil  | 0.3         | 0.030        |
|            | 73 | Politic  | Moderat      | 0.2          | Probabil        | 0.5         | 0.100        |
|            | 74 | Schimbări demografice  | Scazut       | 0.05         | Improbabil      | 0.1         | 0.005        |
|            | 75 | Hidrologice  | Ridicat      | 0.4          | Foarte probabil | 0.7         | 0.280        |
|            | 76 | Inflație   | Scazut       | 0.1          | Probabil        | 0.5         | 0.050        |
|            | 77 | Recesiune economică  | Moderat      | 0.2          | Putin probabil  | 0.3         | 0.060        |
|            |    |  | <b>Total</b> | <b>0.198</b> |                 | <b>0.35</b> | <b>0.078</b> |

**Figura 6-7. Rezultatele analizei de risc**



|                      |                        |      |                   |               |                |                |                    |
|----------------------|------------------------|------|-------------------|---------------|----------------|----------------|--------------------|
| <b>Probabilitate</b> | <i>Aproape cert</i>    | 0.90 | 0.045             | 0.090         | 0.180          | 0.360          | 0.720              |
|                      | <i>Foarte probabil</i> | 0.70 | 0.035             | 0.070         | 0.140          | 0.280          | 0.560              |
|                      | <i>Probabil</i>        | 0.50 | 0.025             | 0.050         | 0.100          | 0.200          | 0.400              |
|                      | <i>Putin probabil</i>  | 0.30 | 0.015             | 0.030         | 0.060          | 0.120          | 0.240              |
|                      | <i>Improbabil</i>      | 0.10 | 0.005             | 0.010         | 0.020          | 0.040          | 0.080              |
|                      |                        |      | 0.05              | 0.10          | 0.20           | 0.40           | 0.80               |
|                      |                        |      | <i>Neglijabil</i> | <i>Scazut</i> | <i>Moderat</i> | <i>Ridicat</i> | <i>Catastrofal</i> |
|                      |                        |      | <b>Impact</b>     |               |                |                |                    |

- Galben - Risc scăzut
- Gri - Risc moderat
- Verde - Risc semnificativ
- Roșu - Risc ridicat

- Impact: 0,198
- Probabilitate: 0,353
- Medie risc: 0,078

### 6.5.2. Alocarea riscurilor între Partenerul Public și Partenerul Privat

În tabelul următor este prezentată o posibilă modalitate de alocare a riscurilor proiectului, respectiv partajarea acestora între partenerul public și cel privat. Totuși, alocarea finală a riscurilor se va stabili în urma negocierilor cu investitorii. Abordarea generală a acestei probleme este în logica principiului că riscul se alocă acelei entități (Partenerul Public sau Partenerul Privat), care îl poate controla cel mai bine.

Matricea riscurilor construită cuprinde următoarele categorii:

- I. Riscul de proiectare și construcție (11 riscuri)
- II. Riscul financiar (13 riscuri)
- III. Riscul de guvernanta (10 riscuri)
- IV. Riscul de operare (17 riscuri)
- V. Riscul de piață (17 riscuri)
- VI. Riscul sistemic (7 riscuri)

**Tabel 6-11. Cuantificarea și alocarea riscurilor**

| Partajarea riscului      |                 |  | Risc estimat | Valoare mii euro | Partener privat | Partener public |                 |               |        |        |       |
|--------------------------|-----------------|--|--------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|--------|--------|-------|
| Riscul                   | Partener privat | Comun  |              |                  |                 |                 | Partener public | Probabilitate | Impact |        |       |
| 1. Risc faza constructie | 1               | Structura existentă este inadecvată                  |              | X                |                 | 0.05            | 0.5             | 0.025         | 21836  | 17469  | 4367  |
|                          | 2               | Condițiile șantierului                               |              | X                |                 | 0.05            | 0.1             | 0.005         | 4367   | 3494   | 873   |
|                          | 3               | Obținerea avizelor necesare - opoziție politică      |              | X                |                 | 0.2             | 0.7             | 0.14          | 122283 | 97826  | 24457 |
|                          | 4               | Mediul înconjurător și curățarea în urma șantierului | X            |                  |                 | 0.1             | 0.3             | 0.03          | 26203  | 26203  | 0     |
|                          | 5               | Design deficitar al proiectului                      | X            |                  |                 | 0.2             | 0.1             | 0.02          | 17469  | 17469  | 0     |
|                          | 6               | Mărimea și complexitatea lucrărilor a CHEAP          |              | X                |                 | 0.05            | 0.1             | 0.005         | 4367   | 0      | 4367  |
|                          | 7               | Întârzierea în demararea                             | X            |                  |                 | 0.2             | 0.7             | 0.14          | 122283 | 122283 | 0     |



|                   |    |   |   |   |   |          |     |       |           |           |           |
|-------------------|----|---|---|---|---|----------|-----|-------|-----------|-----------|-----------|
|                   |    | lucrărilor                                      |   |   |   |          |     |       |           |           |           |
|                   | 8  | Prețul materialelor și materiilor prime         |   | X |   | 0.1      | 0.5 | 0.05  | 4367<br>2 | 3493<br>8 | 8734      |
|                   | 9  | Testarea construcției (recepția)                |   | X |   | 0.2      | 0.1 | 0.02  | 1746<br>9 | 1397<br>5 | 3494      |
|                   | 10 | Durata de viață (a CHEAP)                       |   |   | X | 0.0<br>5 | 0.1 | 0.005 | 4367      | 0         | 4367      |
|                   | 11 | Riscul tehnologic                               |   | X |   | 0.1      | 0.7 | 0.07  | 6114<br>1 | 4891<br>3 | 1222<br>8 |
| 2. Risc financiar | 12 | Raportul calitate/preț                          |   |   | X | 0.1      | 0.3 | 0.03  | 2620<br>3 | 0         | 2620<br>3 |
|                   | 13 | Ratele dobânzii înainte de alocarea proiectului |   | X |   | 0.1      | 0.3 | 0.03  | 2620<br>3 | 2096<br>3 | 5241      |
|                   | 14 | Durata proiectului                              |   | X |   | 0.1      | 0.5 | 0.05  | 4367<br>2 | 3493<br>8 | 8734      |
|                   | 15 | Verificarea fluxului de numerar                 |   | X |   | 0.2      | 0.3 | 0.06  | 5240<br>7 | 4192<br>5 | 1048<br>1 |
|                   | 16 | Necesitatea de finanțare suplimentară           |   | X |   | 0.0<br>5 | 0.3 | 0.015 | 1310<br>2 | 1048<br>1 | 2620      |
|                   | 17 | Lichiditate                                     | X |   |   | 0.2      | 0.1 | 0.02  | 1746<br>9 | 1746<br>9 | 0         |
|                   | 18 | Gradul de maturitate (al împrumuturilor)        | X |   |   | 0.2      | 0.3 | 0.06  | 5240<br>7 | 5240<br>7 | 0         |
|                   | 19 | Existența unor investitori instituționali       |   | X |   | 0.1      | 0.3 | 0.03  | 2620<br>3 | 2096<br>3 | 5241      |
|                   | 20 | Riscul  | X |   |   | 0.0      | 0.3 | 0.015 | 1310      | 1310      | 0         |

|                                    |        |   |   |   |   |          |     |       |           |           |           |
|------------------------------------|--------|---|---|---|---|----------|-----|-------|-----------|-----------|-----------|
|                                    | 0      | valutar   |   |   |   | 5        |     |       | 2         | 2         |           |
|                                    | 2<br>1 | Valoarea contribuției publice                                   |   | X |   | 0.0<br>5 | 0.1 | 0.005 | 4367      | 3494      | 873       |
|                                    | 2<br>2 | Plata în avans a grantului public                               |   |   | X | 0.2      | 0.1 | 0.02  | 1746<br>9 | 0         | 1746<br>9 |
|                                    | 2<br>3 | Intarea în faliment/incapacitate de plată a partenerului public | X |   |   | 0.0<br>5 | 0.1 | 0.005 | 4367      | 4367      | 0         |
|                                    | 2<br>4 | Partenerul privat operează cu rate de levier foarte ridicate    |   | X |   | 0.2      | 0.3 | 0.06  | 5240<br>7 | 4192<br>5 | 1048<br>1 |
| 3. Riscuri de guvernanta - sponsor | 2<br>5 | Sponsor   |   |   | X | 0.0<br>5 | 0.1 | 0.005 | 4367      | 0         | 4367      |
|                                    | 2<br>6 | Contracte de parteneriat  | X |   |   | 0.1      | 0.3 | 0.03  | 2620<br>3 | 2620<br>3 | 0         |
|                                    | 2<br>7 | Schimbări în conducerea sau acționariatul partenerului privat   |   | X |   | 0.0<br>5 | 0.5 | 0.025 | 2183<br>6 | 1746<br>9 | 4367      |
|                                    | 2<br>9 | Parteneri privați care au mai multe roluri în proiect           | X |   |   | 0.1      | 0.3 | 0.03  | 2620<br>3 | 2620<br>3 | 0         |
|                                    | 3<br>0 | Fraudă/Corupție   |   | X |   | 0.2      | 0.3 | 0.06  | 5240<br>7 | 4192<br>5 | 1048<br>1 |
|                                    | 3<br>1 | Complexitate a proiectului                                      |   | X |   | 0.2      | 0.5 | 0.1   | 8734<br>5 | 6987<br>6 | 1746<br>9 |
|                                    | 3<br>3 | Hazardul  |   | X |   | 0.2      | 0.1 | 0.02  | 1746      | 1397      | 3494      |

|   |        |   |   |   |   |      |     |       |        |        |        |
|---|--------|---|---|---|---|------|-----|-------|--------|--------|--------|
|   | 2      | moral   |   |   |   |      |     | 9     | 5      |        |        |
|   | 3<br>3 | Reputația pe care o construiesc consumatorii de energie electrica, clienti ai CHEAP | X |   |   | 0.05 | 0.5 | 0.025 | 21836  | 21836  | 0      |
|   | 3<br>4 | Rețeaua creată - contribuția proiectului la dezvoltarea generală a zonei            |   |   | X | 0.4  | 0.7 | 0.28  | 244565 | 0      | 244565 |
|   | 3<br>5 | Renegocierea (contractelor)   |   | X |   | 0.4  | 0.3 | 0.12  | 104814 | 83851  | 20963  |
| 4. Operare – riscuri pentru performanță | 3<br>6 | Managementul proiectului  | X |   |   | 0.2  | 0.3 | 0.06  | 52407  | 52407  | 0      |
|   | 3<br>7 | Inputuri (preț, calitate, disponibilitate)  | X |   |   | 0.1  | 0.3 | 0.03  | 26203  | 26203  | 0      |
|   | 3<br>8 | Modificări ale specificațiilor outputului   |   |   | X | 0.2  | 0.3 | 0.06  | 52407  | 0      | 52407  |
|   | 3<br>9 | Flexibilitate   |   | X |   | 0.1  | 0.3 | 0.03  | 26203  | 20963  | 5241   |
|   | 4<br>0 | Mentenanță - restructurare  | X |   |   | 0.2  | 0.3 | 0.06  | 52407  | 52407  | 0      |
|   | 4<br>1 | Securitate  |   | X |   | 0.8  | 0.3 | 0.24  | 209627 | 167702 | 41925  |
|   | 4<br>2 | Falimentul (al contractorului sau subcontractorului)                                | X |   |   | 0.4  | 0.3 | 0.12  | 104814 | 104814 | 0      |

|                  |    |  |   |   |   |      |     |       |        |        |       |
|------------------|----|--|---|---|---|------|-----|-------|--------|--------|-------|
|                  |    | i)   |   |   |   |      |     |       |        |        |       |
|                  | 43 | Uzura tehnică sau inovația                       |   | X |   | 0.4  | 0.5 | 0.2   | 174689 | 139752 | 34938 |
|                  | 44 | Testul pieței (benchmarking)                     | X |   |   | 0.1  | 0.5 | 0.05  | 43672  | 43672  | 0     |
|                  | 45 | Costuri cu angajații                             | X |   |   | 0.1  | 0.3 | 0.03  | 26203  | 26203  | 0     |
|                  | 47 | Predarea   |   |   | X | 0.05 | 0.1 | 0.005 | 4367   | 0      | 4367  |
|                  | 48 | Nivel de competență și de know-how               | X |   |   | 0.4  | 0.5 | 0.2   | 174689 | 174689 | 0     |
|                  | 49 | Monitorizarea                                    |   |   | X | 0.1  | 0.1 | 0.01  | 8734   | 0      | 8734  |
|                  | 50 | Sub-contractarea                                 | X |   |   | 0.2  | 0.3 | 0.06  | 52407  | 52407  | 0     |
|                  | 51 | Costuri generate de bias                         | X |   |   | 0.2  | 0.5 | 0.1   | 87345  | 87345  | 0     |
|                  | 52 | Venituri operaționale sub ținte                  | X |   |   | 0.2  | 0.5 | 0.1   | 87345  | 87345  | 0     |
|                  | 53 | Avarierea sistemelor ITC                         |   | X |   | 0.4  | 0.3 | 0.12  | 104814 | 83851  | 20963 |
| 5. Risc de piata | 54 | Piața  |   | X |   | 0.1  | 0.1 | 0.01  | 8734   | 6988   | 1747  |
|                  | 55 | Cererea de energie electrica                     |   |   | X | 0.2  | 0.1 | 0.02  | 17469  | 0      | 17469 |
|                  | 56 | Cererea (bazată pe tarife / venituri comerciale) |   | X |   | 0.1  | 0.3 | 0.03  | 26203  | 20963  | 5241  |
|                  | 57 | Oferta de servicii                               | X |   |   | 0.1  | 0.5 | 0.05  | 43672  | 43672  | 0     |

|    |    |  |   |   |   |     |     |      |        |        |        |
|----|----|--|---|---|---|-----|-----|------|--------|--------|--------|
|    |    | alternative  |   |   |   |     |     |      |        |        |        |
|    | 58 | Lipsa experienței  |   | X |   | 0.2 | 0.3 | 0.06 | 52407  | 41925  | 10481  |
|    | 59 | Criterii de selecție   |   | X |   | 0.2 | 0.5 | 0.1  | 87345  | 69876  | 17469  |
|    | 60 | Standarde de pre-calificare ale licitatorilor                        |   |   | X | 0.2 | 0.5 | 0.1  | 87345  | 0      | 87345  |
|    | 61 | Ofertă anormală  |   |   | X | 0.2 | 0.5 | 0.1  | 87345  | 0      | 87345  |
|    | 62 | Apelul (litigiu)   |   | X |   | 0.4 | 0.7 | 0.28 | 244565 | 195652 | 48913  |
|    | 63 | Relații industriale și critică din partea societății civile          | X |   |   | 0.4 | 0.5 | 0.2  | 174689 | 174689 | 0      |
|    | 64 | Aprobări   |   | X |   | 0.4 | 0.7 | 0.28 | 244565 | 195652 | 48913  |
|    | 65 | Procedural   |   | X |   | 0.4 | 0.5 | 0.2  | 174689 | 139752 | 34938  |
|    | 66 | Modificări ale cadrului legislativ și ale politicilor guvernamentale |   |   | X | 0.4 | 0.5 | 0.2  | 174689 | 0      | 174689 |
|    | 67 | Reglementare   | X |   |   | 0.4 | 0.5 | 0.2  | 174689 | 174689 | 0      |
|    | 68 | Modificări ale codului fiscal  | X |   |   | 0.2 | 0.3 | 0.06 | 52407  | 52407  | 0      |
|    | 69 | Contractual  |   | X |   | 0.1 | 0.3 | 0.03 | 26203  | 20963  | 5241   |
|    | 70 | Corupție   |   | X |   | 0.2 | 0.5 | 0.1  | 87345  | 69876  | 17469  |
| 6. | 71 | Forță majoră   |   | X |   | 0.8 | 0.3 | 0.24 | 209627 | 167702 | 41925  |

|              |                       |   |   |  |          |     |       |                     |                     |                     |
|--------------|-----------------------|---|---|--|----------|-----|-------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 7<br>2       | Hidrologice           |   | X |  | 0.1      | 0.3 | 0.28  | 2445<br>65          | 1956<br>52          | 4891<br>3           |
| 7<br>3       | Riscul de țară        | X |   |  | 0.2      | 0.5 | 0.03  | 2620<br>3           | 2620<br>3           | 0                   |
| 7<br>4       | Politic               | X |   |  | 0.0<br>5 | 0.1 | 0.1   | 8734<br>5           | 8734<br>5           | 0                   |
| 7<br>5       | Schimbări demografice |   | X |  | 0.4      | 0.7 | 0.005 | 4367                | 3494                | 873                 |
| 7<br>6       | Inflație              |   | X |  | 0.1      | 0.5 | 0.05  | 4367<br>2           | 3493<br>8           | 8734                |
| 7<br>7       | Recesiune economică   |   | X |  | 0.2      | 0.3 | 0.06  | 5240<br>7           | 4192<br>5           | 1048<br>1           |
| <b>TOTAL</b> |                       |   |   |  |          |     |       | <b>5.033<br/>.8</b> | <b>3.763<br/>.5</b> | <b>1.270<br/>.2</b> |

Valoarea zilnică a riscurilor estimate este de 13,8 milioane EURO, reprezentând aproximativ 1,38% din valoarea totală a investiției inițiale.

În ipoteza finanțării proiectului printr-o schemă PPP, 74,76% din valoarea totală a riscurilor, ar fi transferată către Partenerul Privat, Partenerului Public fiind alocată valoarea rămasă de 25,24%. Rezultă că proiectul are o structură a riscurilor care nu afectează deficitul public, existând, în principal, ca risc al partenerului public, riscul de piață privind asigurarea cererii de energie.

#### **6.6. Posibilitatea generică a proiectului de a mobiliza resursele financiare necesare acoperirii costurilor (finanțabilitatea proiectului)**

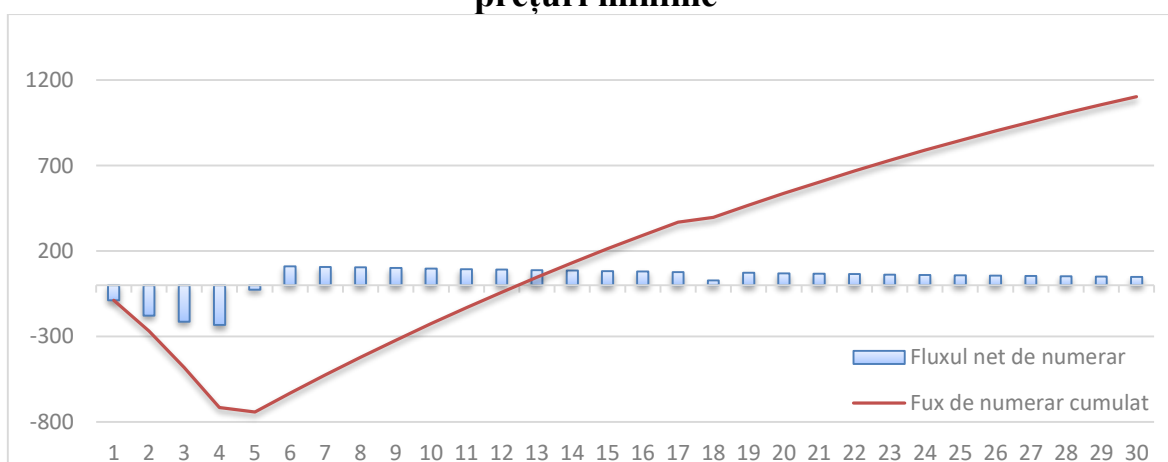
Analiza sustenabilității financiare a investiției evaluează gradul în care proiectul va fi durabil, din prisma fluxurilor financiare anuale, dar și cumulate, de-a lungul perioadei de analiză. Fluxuri de costuri corespund opțiunii “Cu Proiect”.

Având în vedere faptul că toată analiza s-a făcut pe baza a două scenarii, unul pesimist și unul optimist, tabelele următoare prezintă analiza sustenabilității proiectului, prin compararea fluxurilor de ieșiri (costurile de investiție și cu operarea și întreținerea) cu fluxurile de intrări (veniturile directe, plățile de disponibilitate, precum și alte surse de venituri), în cele două cazuri.

**Tabel 6-12.1. Analiza durabilității financiare a investiției (Scenariul PPP), la prețuri minime**

| Anul de analiza  | Anul de operare |                        | Intrări    | Venituri financiare directe | Plăți din partea partenerului public | Iesiri        | Investiție | Costuri de operare și întreținere și înlocuire | Flux de numerar net | Flux de numerar cumulat |
|--|-----------------|------------------------|------------|-----------------------------|--------------------------------------|---------------|------------|--|---------------------|-------------------------|
| 2019   |                 | Proiectare și execuție | 21262296   | 0                           | 21262296                             | 110000000     | 110000000  |  | -88737704           | -88737704               |
| 2020   |                 |                        | 40499611.4 | 0                           | 40499611.43                          | 220000000     | 220000000  |  | -179500388.6        | -268238093              |
| 2021   |                 |                        | 45583978.2 | 0                           | 45583978.23                          | 260000000     | 260000000  |  | -214416021.8        | -482654114              |
| 2022   |                 |                        | 46752798.2 | 0                           | 46752798.19                          | 280000000     | 280000000  |  | -233247201.8        | -715901316              |
| 2023   |                 |                        | 102943253  | 0                           | 102943253.5                          | 130000000     | 130000000  |  | -27056746.52        | -742958063              |
| 2024   | 1               | Întreținere și operare | 117389167  | 78212859.1                  | 39176308.32                          | 7000000       | 0          | 7000000  | 110389167.4         | -632568895              |
| 2025   | 2               |                        | 114033860  | 76723090.3                  | 37310769.83                          | 7210000       | 0          | 7210000  | 106823860.2         | -525745035              |
| 2026   | 3               |                        | 110795765  | 75261698.1                  | 35534066.51                          | 7426300       | 0          | 7426300  | 103369464.6         | -422375570              |
| 2027   | 4               |                        | 107670110  | 73828142                    | 33841968.1                           | 7649089       | 0          | 7649089  | 100021021.1         | -322354549              |
| 2028   | 5               |                        | 104652337  | 72421891.7                  | 32230445.67                          | 7878561.67    | 0          | 7878561.67                                     | 96773775.81         | -225580774              |
| 2029   | 6               |                        | 101738090  | 71042427.1                  | 30695662.68                          | 8114918.52    | 0          | 8114918.52                                     | 93623171.22         | -131957602              |
| 2030   | 7               |                        | 98923202.4 | 69689238                    | 29233964.45                          | 8358366.076   | 0          | 8358366.076                                    | 90564836.35         | -41392766               |
| 2031   | 8               |                        | 96203694.8 | 68361823.9                  | 27841870.91                          | 8609117.058   | 0          | 8609117.058                                    | 87594577.77         | 46201811.79             |
| 2032   | 9               |                        | 93575761.5 | 67059693.9                  | 26516067.53                          | 8867390.57    | 0          | 8867390.57                                     | 84708370.9          | 130910182.7             |
| 2033   | 10              |                        | 91035764.1 | 65782366.4                  | 25253397.65                          | 9133412.287   | 0          | 9133412.287                                    | 81902351.8          | 212812534.5             |
| 2034   | 11              |                        | 88580223.9 | 64529369                    | 24050854.9                           | 9407414.655   | 0          | 9407414.655                                    | 79172809.23         | 291985343.7             |
| 2035   | 12              |                        | 86205814.2 | 63300238.1                  | 22905576.1                           | 9689637.095   | 0          | 9689637.095                                    | 76516177.15         | 368501520.9             |
| 2036   | 13              |                        | 83909353.7 | 62094519.3                  | 21814834.38                          | 56045579.21   | 0          | 56045579.21                                    | 27863774.49         | 396365295.4             |
| 2037   | 14              |                        | 81687799.3 | 60911766.6                  | 20776032.74                          | 10279735.99   | 0          | 10279735.99                                    | 71408063.32         | 467773358.7             |
| 2038   | 15              |                        | 79538240.3 | 59751542.4                  | 19786697.85                          | 10588128.07   | 0          | 10588128.07                                    | 68950112.22         | 536723470.9             |
| 2039   | 16              |                        | 77457892   | 58613417.8                  | 18844474.14                          | 10905771.92   | 0          | 10905771.92                                    | 66552120.05         | 603275591               |
| 2040   | 17              |                        | 75444090   | 57496971.8                  | 17947118.23                          | 11232945.07   | 0          | 11232945.07                                    | 64211144.93         | 667486735.9             |
| 2041   | 18              |                        | 73494284.9 | 56401791.4                  | 17092493.55                          | 11569933.43   | 0          | 11569933.43                                    | 61924351.49         | 729411087.4             |
| 2042   | 19              |                        | 71606036.8 | 55327471.5                  | 16278565.29                          | 11917031.43   | 0          | 11917031.43                                    | 59689005.38         | 789100092.8             |
| 2043   | 20              |                        | 69777010.4 | 54273614.9                  | 15503395.51                          | 12274542.37   | 0          | 12274542.37                                    | 57502468.07         | 846602560.8             |
| 2044   | 21              |                        | 68004970.4 | 53239831.8                  | 14765138.58                          | 12642778.64   | 0          | 12642778.64                                    | 55362191.72         | 901964752.5             |
| 2045   | 22              |                        | 66287776.5 | 52225739.7                  | 14062036.75                          | 13022062      | 0          | 13022062                                       | 53265714.49         | 955230467               |
| 2046   | 23              |                        | 64623379.7 | 51230963.8                  | 13392415.95                          | 13412723.86   | 0          | 13412723.86                                    | 51210655.84         | 1006441123              |
| 2047   | 24              |                        | 63009817.7 | 50255135.9                  | 12754681.86                          | 13815105.58   | 0          | 13815105.58                                    | 49194712.15         | 1055635835              |
| 2048   | 25              |                        | 61445211.2 | 49297895.2                  | 12147316.05                          | 14229558.75   | 0          | 14229558.75                                    | 47215652.5          | 1102851488              |
| Total  |                 |                        | 2404131591 | 1567333500                  | 836798091                            | 1301280103    | 1000000000 | 301280103.3                                    | 7410823388          | 6508808769              |
| Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C) |                 |                        |            |                             |                                      | 19.88%        |            |  |                     |                         |
| Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)     |                 |                        |            |                             |                                      | 1527250673.07 |            |  |                     |                         |
| Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C/C)                       |                 |                        |            |                             |                                      | 1.85          |            |  |                     |                         |

**Figura 6-8.1. Fluxul net de numerar (total anual și total anual cumulat), la prețuri minime**



În cazul scenariului pesimist, Fluxul cumulat de numerar devine pozitiv începând cu anul de analiză 13 (anul 8 de operare) – începând cu acest an, investitorul privat va obține venituri financiare nete (cumulate) pozitive. Practic, acesta va trebui să finanțeze investiția din surse proprii în primii 7 ani de operare.

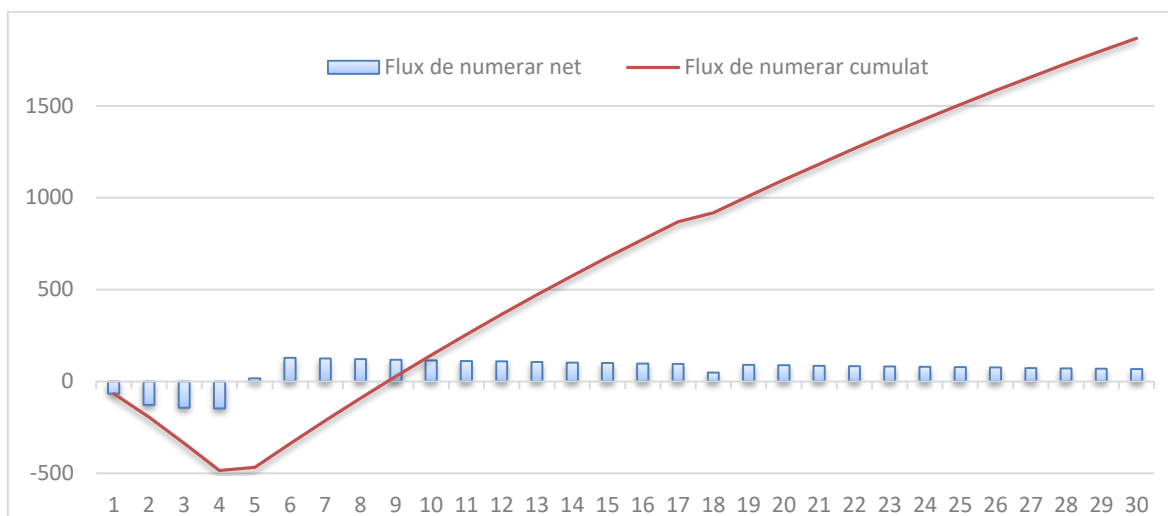
Astfel, dacă producția de energie electrică va fi vândută la prețuri minime concluzia analizei de sustenabilitate este aceea că investiția se va recupera (se va fi amortizat începând cu anul de operare 23, în termeni de fluxul financiar net cumulat actualizat – a se vedea secțiunea 6.3.3), ceea ce face ca proiectul să nu fie foarte atractiv pentru investitori, în ipotezele de lucru prezentate în studiul de față, dar, totuși realizabil.

**Tabel 6-42.2. Analiza durabilității financiare a investiției (Scenariul PPP), la prețuri maxime**

| Anul de analiza  | Anul de operare |                        | Intrări    | Venituri financiare directe | Plăți din partea partenerului public | Iesiri        | Investiție  | Costuri de operare și întreținere și înlocuire | Flux de numerar net | Flux de numerar cumulat |
|--|-----------------|------------------------|------------|-----------------------------|--------------------------------------|---------------|-------------|--|---------------------|-------------------------|
| 2019   |                 | Proiectare și execuție | 21262296   | 0                           | 21262296                             | 88000000      | 88000000    | 0  | -66737704           | -66737704               |
| 2020   |                 |                        | 40499611.4 | 0                           | 40499611.43                          | 167619047.6   | 167619047.6 | 0  | -127119436.2        | -193857140              |
| 2021   |                 |                        | 45583978.2 | 0                           | 45583978.23                          | 188662131.5   | 188662131.5 | 0  | -143078153.3        | -336935293              |
| 2022   |                 |                        | 46752798.2 | 0                           | 46752798.19                          | 193499622.1   | 193499622.1 | 0  | -146746823.9        | -483682117              |
| 2023   |                 |                        | 102943253  | 0                           | 102943253.5                          | 85561057.38   | 85561057.38 | 0  | 17382196.1          | -466299921              |
| 2024   | 1               | Întreținere și operare | 134356716  | 95180408.1                  | 39176308.32                          | 5484683.165   | 0           | 5484683.165                                    | 128872033.3         | -337427888              |
| 2025   | 2               |                        | 130678218  | 93367448                    | 37310769.83                          | 5380213.01    | 0           | 5380213.01                                     | 125298004.8         | -212129883              |
| 2026   | 3               |                        | 127123087  | 91589020.4                  | 35534066.51                          | 5277732.762   | 0           | 5277732.762                                    | 121845354.1         | -90284529.1             |
| 2027   | 4               |                        | 123686436  | 89844467.6                  | 33841968.1                           | 5177204.519   | 0           | 5177204.519                                    | 118509231.2         | 28224702.15             |
| 2028   | 5               |                        | 120363590  | 88133144.4                  | 32230445.81                          | 5078591.099   | 0           | 5078591.099                                    | 115284999.1         | 143509701.3             |
| 2029   | 6               |                        | 117150081  | 86454417.9                  | 30695662.68                          | 4981856.031   | 0           | 4981856.031                                    | 112168224.5         | 255677925.8             |
| 2030   | 7               |                        | 114041632  | 84807667                    | 29233964.45                          | 4886963.535   | 0           | 4886963.535                                    | 109154668           | 364832593.8             |
| 2031   | 8               |                        | 111034154  | 83192282.9                  | 27841870.91                          | 4793878.515   | 0           | 4793878.515                                    | 106240275.3         | 471072869.1             |
| 2032   | 9               |                        | 108123736  | 81607668                    | 26516067.53                          | 4702566.544   | 0           | 4702566.544                                    | 103421169           | 574494038.1             |
| 2033   | 10              |                        | 105306634  | 80053236.2                  | 25253397.65                          | 4612993.848   | 0           | 4612993.848                                    | 100693640           | 675187678.1             |
| 2034   | 11              |                        | 102579268  | 78528412.7                  | 24050854.9                           | 4525127.298   | 0           | 4525127.298                                    | 98054140.29         | 773241818.4             |
| 2035   | 12              |                        | 99938209.5 | 77032633.4                  | 22905576.1                           | 4438934.397   | 0           | 4438934.397                                    | 95499275.1          | 868741093.5             |
| 2036   | 13              |                        | 97380179.5 | 75565345.1                  | 21814834.38                          | 47984052.03   | 0           | 47984052.03                                    | 49396127.49         | 918137221               |
| 2037   | 14              |                        | 94902038   | 74126005.2                  | 20776032.74                          | 4271442.632   | 0           | 4271442.632                                    | 90630595.34         | 1008767816              |
| 2038   | 15              |                        | 92500779.2 | 72714081.3                  | 19786697.85                          | 4190081.82    | 0           | 4190081.82                                     | 88310697.35         | 1097078514              |
| 2039   | 16              |                        | 90173525.3 | 71329051.2                  | 18844474.14                          | 4110270.738   | 0           | 4110270.738                                    | 86063254.61         | 1183141768              |
| 2040   | 17              |                        | 87917520.8 | 69970402.6                  | 17947118.23                          | 4031979.867   | 0           | 4031979.867                                    | 8388540.97          | 1267027309              |
| 2041   | 18              |                        | 85730126.6 | 68637633                    | 17092493.55                          | 3955180.25    | 0           | 3955180.25                                     | 81774946.34         | 1348802256              |
| 2042   | 19              |                        | 83608814.8 | 67330249.5                  | 16278565.29                          | 3879843.483   | 0           | 3879843.483                                    | 79728971.35         | 1428531227              |
| 2043   | 20              |                        | 81551164.1 | 66047768.6                  | 15503395.51                          | 3805941.703   | 0           | 3805941.703                                    | 77745222.42         | 1506276449              |
| 2044   | 21              |                        | 79554854.5 | 64789715.9                  | 14765138.58                          | 3733447.575   | 0           | 3733447.575                                    | 75821406.88         | 1582097856              |
| 2045   | 22              |                        | 77617662.8 | 63555626                    | 14062036.75                          | 3662334.288   | 0           | 3662334.288                                    | 73955328.5          | 1656053185              |
| 2046   | 23              |                        | 75737458.6 | 62345042.7                  | 13392415.95                          | 3592575.54    | 0           | 3592575.54                                     | 72144883.1          | 1728198068              |
| 2047   | 24              |                        | 73912199.9 | 61157518.1                  | 12754681.86                          | 3524145.529   | 0           | 3524145.529                                    | 70388054.4          | 1798586122              |
| 2048   | 25              |                        | 72139929   | 59992613                    | 12147316.05                          | 3457018.948   | 0           | 3457018.948                                    | 68682910.07         | 1867269032              |
| Total  |                 |                        | 2744149950 | 1907351859                  | 836798091                            | 876880917.7   | 723341858.6 | 153539059.1                                    | 1867269032          | 20357594768             |
| Rata Interna de Rentabilitate Financiară a Investiției Totale (RIRF/C) |                 |                        |            |                             |                                      | 22.01%        |             |  |                     |                         |
| Valoarea Neta Actualizată Financiară a Investiției Totale (VANF/C)     |                 |                        |            |                             |                                      | 1867269032.32 |             |  |                     |                         |
| Raportul Beneficii / Cost al Capitalului (B/C/C)                       |                 |                        |            |                             |                                      | 3.13          |             |  |                     |                         |



**Figura 6-9.2. Fluxul net de numerar (total anual și total anual cumulat), la prețuri maxime**



În cazul optimist, fluxul cumulat de numerar devine pozitiv începând cu anul de analiză 9 (anul 4 de operare) – începând cu acest an, investitorul privat va obține venituri financiare nete (cumulate) pozitive. Practic, acesta va trebui să finanțeze investiția din surse proprii în primii 3 ani de operare.

Concluzia analizei de sustenabilitate este aceea că investiția se va recupera (se va fi amortizat începând cu anul de operare 14, în termeni de fluxul financiar net cumulat actualizat – a se vedea secțiunea 6.3.3), ceea ce face proiectul atractiv pentru investitori, în ipotezele de lucru prezentate în studiul de față.

## 6.7. Tarifele și sistemul de taxare

Tarifarea poate fi introdusă în atribuțiile partenerului privat, partenerul privat luând în calcul propunerea ca strategia și managementul taxării să fie lăsate la nivelul ofertantului.

Urmare a analizei pieții și pe baza modelelor de operare și funcționare actuale ale CHEAP din România au fost identificate următoarele posibile tarife așteptate, atât la niveluri minime, cât și maxime, atât pentru producție cât și pentru consum.

Acestor tarife, în vederea actualizării datelor, li s-a aplicat o creștere de 3%, așa cum s-a făcut și în cazul costurilor.

| SERVICIUL DE SISTEM | PRET MINIM   | PRET MAXIM  | CANTITATE |
|---------------------|--------------|-------------|-----------|
| REGLAJ SECUNDAR     | 13,7EURO/HMW | 16 EURO/HMW | 916.300   |

|                           |               |             |           |
|---------------------------|---------------|-------------|-----------|
| REGLAJ TERTIAR RAPID      | 6,8 EURO/HMW  | 8 EURO/HMW  | 4.108.650 |
| CONSUM DISPECERIZABIL     | 6,8 EURO/HMW  | 11 EURO/HMW | 2.352.000 |
| PRODUCTIE DE EN ELECTRICA | 45 EURO/MWH   | 61 EURO/MWH | 1.650.000 |
| CONSUMUL DE EN. ELECTRICA | 14,7 EURO/MWH | 25 EURO/MWH | 2.103.000 |

Serviciile de sistem au fost evaluate conform tarifelor reglementate în vigoare (Decizia ANRE 2014).

## 6.8. Prezentarea veniturilor proiectului

### Venituri din furnizarea de energie electrică

Estimarea veniturilor pentru perioada de derulare a proiectului a plecat de la ipoteza că partenerul privat, pentru a-și maximiza veniturile, va finaliza construcția în 5 ani, astfel încât să poată primi suma de disponibilitate din partea statului de 50 milioane de euro.

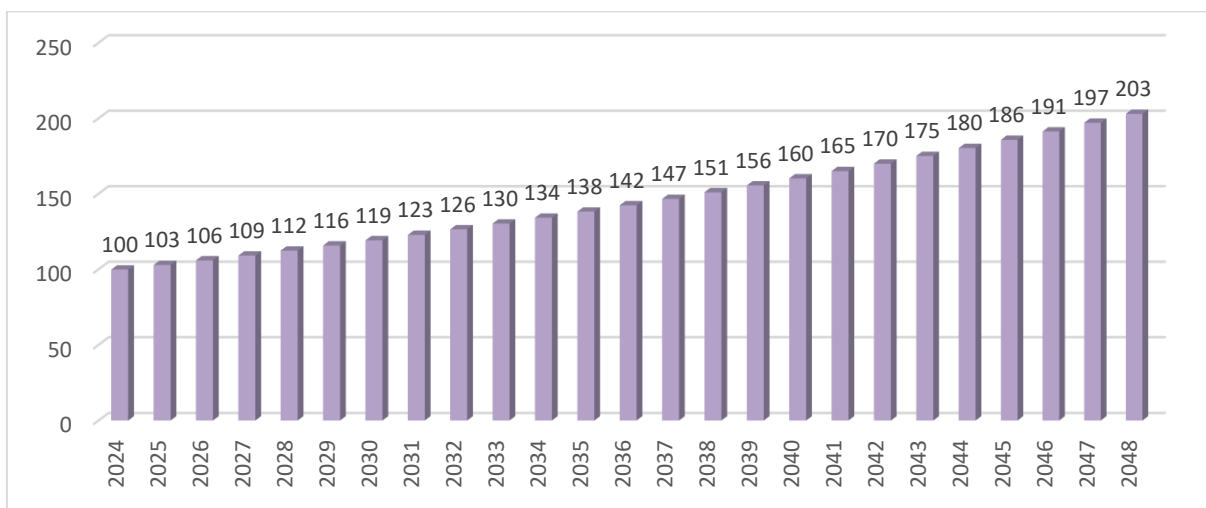
- **Venituri furnizare energie electrică = Capacitate totală anuală \* preț energie electrică din care se scade Consum total anual \* preț energie electrică, după cum urmează:**

| SERVICIUL DE SISTEM       | PRET MINIM    | PRET MAXIM  | CANTITATE |
|---------------------------|---------------|-------------|-----------|
| REGLAJ SECUNDAR           | 13,7EURO/HMW  | 16 EURO/HMW | 916.300   |
| REGLAJ TERTIAR RAPID      | 6,8 EURO/HMW  | 8 EURO/HMW  | 4.108.650 |
| CONSUM DISPECERIZABIL     | 6,8 EURO/HMW  | 11 EURO/HMW | 2.352.000 |
| PRODUCTIE DE EN ELECTRICA | 45 EURO/MWH   | 61 EURO/MWH | 1.650.000 |
| CONSUMUL DE EN. ELECTRICA | 14,7 EURO/MWH | 25 EURO/MWH | 2.103.000 |

Veniturile anuale medii estimate a fi obținute pentru întreaga perioadă 2024-2048 pot varia între 1,567 miliarde euro și 1,907 miliarde de euro pentru întreaga perioadă, în funcție de prețul de vânzare, respectiv de cumpărare al energiei electrice. Prețurile luate în calcul pentru pentru cele două scenarii a fost indexat anual cu o rată a inflației de 3%.

Pe fiecare an, dinamica veniturilor este prezentată în figurile următoare, în funcție de cele două scenarii.

**Figura 6-8.1. Evoluția veniturilor financiare neactualizate, scenariul pesimist, milioane euro**



**Figura 6-8.2. Evoluția veniturilor financiare neactualizate, scenariul optimist, milioane euro**

