

STUDIU DE FEZABILITATE

„Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba”



Studiu de fezabilitate: RC714/2025

CUPRINS

<u>1. Informații generale privind obiectivul de investiții</u>	6
<u>1.1. Denumirea obiectivului de investiții</u>	6
<u>1.2. Ordonator principal de credite/investitor</u>	6
<u>1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)</u>	6
<u>1.4. Beneficiarul investiției</u>	6
<u>1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate</u>	6
<u>2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții</u>	6
<u>2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză</u>	6
<u>2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare</u>	7
<u>2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor</u>	11
<u>2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții</u>	15
<u>2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice</u>	20
<u>3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții. Pentru fiecare scenariu/opțiune tehnico-economic(ă) se vor prezenta:</u>	21
<u>3.1. Particularități ale amplasamentului:</u>	22
<u>a) descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafața terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preemțiune, zonă de utilitate publică, informații/obligații/constrângeri extrase din documentațiile de urbanism, după caz);</u>	22
<u>b) relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile;</u>	23
<u>c) orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite;</u>	23
<u>d) surse de poluare existente în zonă;</u>	24
<u>e) date climatice și particularități de relief;</u>	25
<u>f) existența unor:</u>	26
<u>g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:</u>	26
<u>3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic;</u>	29
<u>3.3. Costurile estimative ale investiției;</u>	31
<u>3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz;</u>	32
<u>3.5. Grafice orientative de realizare a investiției</u>	34
<u>4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e)</u>	35

<u>4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință.....</u>	35
<u>4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția</u>	37
<u>4.3. Situația utilităților și analiza de consum:</u>	38
<u>4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:</u>	39
<u>a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;</u>	39
<u>b) estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;</u>	39
<u>c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;</u>	40
<u>d) impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.</u>	42
<u>4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții</u>	42
<u>4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară....</u>	48
<u>4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate</u>	53
<u>4.8. Analiza de senzitivitate</u>	53
<u>4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor.....</u>	54
<u>5. Scenariul/Optiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă).....</u>	60
<u>5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor</u>	60
<u>5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e).....</u>	61
<u>5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind:</u>	61
<u>a) obținerea și amenajarea terenului;</u>	61
<u>b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;</u>	61
<u>c) soluția tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, funcțional-arhitectural și economic, a principalelor lucrări pentru investiția de bază, corelată cu nivelul calitativ, tehnic și de performanță ce rezultă din indicatorii tehnico-economici propuși;</u>	61
<u>d) probe tehnologice și teste.</u>	66
<u>5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:.....</u>	68
<u>a) indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), în conformitate cu dezinul general;.....</u>	68

b) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță - elemente fizice/capacități fizice care să indice atingerea țintei obiectivului de investiții - și, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare;	68
c) indicatori financiari, socioeconomi, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții;	69
d) durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni	70
5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice	70
5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite.	71
6. Urbanism, acorduri și avize conforme	73
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire	73
6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege	74
6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică.	74
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților	74
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară	74
6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice	74
7. Implementarea investiției	75
7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției	75
7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare	75
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare	76
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale	76
8. Concluzii și recomandări	81

Revizia	Data	Descrierea reviziei
0	12.2025	Elaborare inițială
1	18.09.2026	Actualizare în raport cu Ghidul solicitantului FM – Autoconsum RES cu stocare integrată, entități publice

COLECTIV DE ELABORARE

- Șef de proiect: Ing. Alice Pantiru - Autorizat ANRE IIA 
- Proiectant de specialitate: Ing. Mădălina Țibucanu - Autorizat ANRE IIA, IIB 
- Proiectant de specialitate: Ing. Silviu – Andrei Cârlescu - Autorizat ANRE IIA, IIB 
- Devizist: Ing. Mădălina Țibucanu 

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

Obiectivul de investiții a primit denumirea: „Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba”

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

Ordonator principal de credite: Comuna Spring

Adresa: Localitatea Șpring, Strada Dostatului, nr. 94, Județul Alba, România

Telefon: 0258-765019

Email: primariaspring@yahoo.com

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul.

1.4. Beneficiarul investiției

Beneficiarul investiției: Comuna Spring

Adresa: Localitatea Șpring, Strada Dostatului, nr. 94, Județul Alba, România

Telefon: 0258-765019

Email: primariaspring@yahoo.com

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Proiectant general:

SC RED SOCKET SRL

Adresă de corespondență și punct de lucru Iași: Aleea Valea Adâncă, nr. 5B, Județul Iași

Cod fiscal: RO37593870

Email: office@redsocket.ro

2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții

2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză

În conformitate cu prevederile art. 6 alin. (2) din H.G. nr. 907/2016, studiul de prefezabilitate se elaborează pentru obiective/proiecte majore de investiții, cu excepția cazurilor în care necesitatea și oportunitatea realizării acestora au fost fundamentate în cadrul unor strategii, master planuri, planuri de amenajare a teritoriului sau alte documente similare în vigoare, aprobate prin acte normative.

Pentru prezentul obiectiv de investiții – „**Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba**” nu a fost elaborat un studiu de prefezabilitate, întrucât necesitatea și oportunitatea sunt deja fundamentate prin:

- **Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice (PNIESC 2021–2030)**, care prevede dezvoltarea de capacități de stocare pentru integrarea surselor regenerabile;
- **Fondul pentru Modernizare**, care sprijină noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie solară, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entități publice
- **Strategia Energetică a României 2020–2030, cu perspectiva 2050**, care identifică necesitatea echilibrării sistemului prin capacități de stocare.

2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie (E-SRE) reprezintă un obiectiv imperativ al perioadei actuale, motivat de: protecția mediului, creșterea independenței energetice față de importuri prin diversificarea surselor de aprovizionare cu energie, precum și motive de ordin economic și de coeziune socială.

Pentru anul 2030, Uniunea Europeană a stabilit o serie de obiective în ceea ce privește lupta împotriva schimbărilor climatice, respectiv trecerea către un sistem energetic cu emisii reduse de carbon (reducerea cu 40% a emisiilor de CO₂) și creșterea rezistenței la schimbările climatice.

Dependența energetică și schimbările climatice sunt preocupări comune atât ale Uniunii Europene, cât și ale României, politicile adoptate la nivel național având efect asupra administrației locale și fiecărui cetățean.

Prezentul obiectiv de investiții se aliniază la obiectivele de mediu și independență energetică stabilite prin:

- **Strategia energetica a Romaniei 2019-2030** cu perspectiva anului 2050, care are printre obiective:

1. Energie curată și eficiență energetică;
 2. Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii;
 3. Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice;
 4. Modernizarea sistemului de guvernare energetică;
 5. Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane;
 6. România, furnizor regional de securitate energetică;
- **Legea europeană a climei – Regulamentul (UE) 2021/1119**, care impune reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55% până în 2030;
 - **Pactul Ecologic European (European Green Deal) și Acordul de la Paris (2015)**, care stabilesc tranziția către neutralitate climatică până în anul 2050;
 - **Planul National Integrat in Domeniul Energie si Schimbarilor Climatice (PNIESC) 2021-2023**, prin care țara noastră își propune să aducă o contribuție echitabilă la realizarea țintei de decarbonare a Uniunii Europene și va urma cele mai bune practici de protecție a mediului, printr-o pondere de minim 30,7% energie din surse regenerabile în consumul final brut.

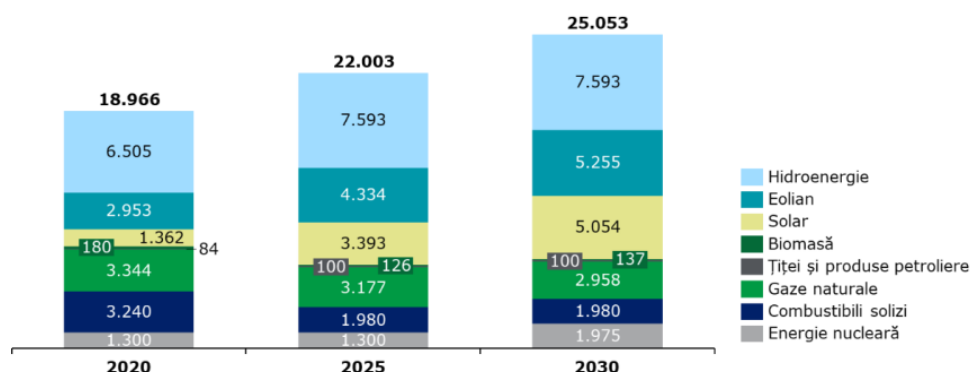
Traectoria estimativă, defalcată pe tehnologie, a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie electrică, 2021-2030, conform PNIESC al României se prezintă astfel:

kTep	2020	2025	2030
Hidroenergie	1.415,9	1.457,9	1.460,3
Eolian	564,6	828,8	1004,9
Solar	170,4	424,6	632,6
Alte surse regenerabile	77,4	77,4	77,4
Total consum final brut de energie electrică din surse regenerabile	2.228,4	2.788,7	3.175,2

Sursă: Calcule Deloitte pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM

Evoluția capacităților instalate pentru perioada 2021 – 2030 indică o creștere față de totalul capacităților instalate în anul 2018, conform proiecțiilor de calcul aferente politicilor și măsurilor viitoare, având în vedere tendința de creștere a cererii de energie electrică. Proiecțiile la nivelul anului 2030 prevăd o **creștere a capacităților eoliene până la o putere de 5.255 MW și a celor fotovoltaice de până la aprox. 5.054 MW**, așa cum este ilustrat în graficul de mai jos. În ceea ce privește evoluția preconizată a capacităților pe bază de gaze naturale, deși Planul de Dezvoltare și Decarbonare al CE Oltenia 2020 – 2030 prezintă o capacitate adițională de gaze naturale de 1.400 MW începând cu anul 2024, având în vedere vechimea capacităților existente de

gaze naturale, se estimează că scăderea datorată scoaterii din funcțiune a acestora va depăși creșterea prevăzută prin capacitățile noi. Cu toate acestea, producția brută de energie electrică din gaze naturale va crește (pe baza unei eficiențe crescute a capacităților noi și a creșterii gradului de utilizare a celor existente).



Sursă: Calcule Deloitte pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM

Pentru a putea îndeplini traiectoria cotei SRE globale propusă în PNIESC, noile capacități nete de producție a energiei din SRE necesar a fi instalate sunt:

a) Eolian:

- + 822 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 559 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 556 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 365 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

b) Solar:

- + 994 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 1.037 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 528 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 1.133 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

Tehnologiile de energie regenerabilă au cunoscut o evoluție accelerată în ultimii ani, impulsionate de scăderea semnificativă a costurilor, de ritmul rapid al inovației și de politicile publice orientate spre decarbonizare. Această transformare profundă a sectorului energetic generează însă provocări noi, care solicită adaptări în modul în care factorii de decizie, autoritățile de reglementare și operatorii de sistem planifică, administrează și exploatează infrastructura energetică.

Creșterea accelerată a capacităților de producție pe bază de surse regenerabile – în special cele variabile, precum energia eoliană și solară (VRE – Variable Renewable Energy) – reclamă un

sistem energetic mult mai flexibil, capabil să asigure funcționarea sigură și eficientă în condițiile unui aport tot mai volatil de energie.

Stocarea energiei electrice devine, în acest context, un element central al tranziției energetice. Capacitatea tehnologiilor de stocare de a absorbi energie, a o depozita și a o reinjecta ulterior în rețea permite amortizarea fluctuațiilor de producție și oferă soluții la multiple provocări tehnice și economice asociate integrării surselor regenerabile.

Totodată, prin amânarea investițiilor în capacități de producție de vârf și în infrastructura de transport, **stocarea contribuie indirect la reducerea costurilor totale ale sistemului.**

Bateriile, în special, s-au dovedit capabile să ofere răspuns extrem de rapid la semnalele operatorilor de sistem, facilitând apariția unor servicii de rețea cu valoare ridicată, care înlocuiesc parțial necesitatea rezervelor convenționale.

În ansamblu, **stocarea energiei electrice este un factor esențial pentru etapa următoare a tranziției energetice:** permite creșterea ponderii surselor regenerabile, accelerează electrificarea economiei – inclusiv a sectorului transporturilor – și consolidează reziliența sistemelor energetice. În modele integrate pe verticală, acest obstacol este mai ușor de depășit, întrucât un singur actor poate valorifica integral beneficiile aduse de stocare, atât pe partea de operare, cât și pe partea de investiții.

Determinantă în decizia autorității publice locale de a investi într-o nouă capacitate de stocare a fost Programul de finanțare **Fondul de modernizare**, măsura **Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie solară, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entități publice**

În România, **Fondul pentru Modernizare** este destinat finanțării investițiilor din sectoarele prioritare identificate de Ministerul Energiei în baza strategiilor naționale și a obiectivelor la nivel european și este implementat prin intermediul unor programe-cheie, în cadrul cărora sunt definite unul sau mai multe domenii de investiții.

Prin măsura sus amintită, Fondul de Modernizare are în vedere promovarea investițiilor în sectorul de energie regenerabilă și eficiență energetică în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European, atingerii Țintelor stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 (PNIESC) actualizat, privind utilizarea energiei din surse regenerabile, prin creșterea ponderii de producție a acestora din energie solară.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Analiza autoconsumului a fost realizată la elaborarea inițială a studiului (revizia 0), pe baza ultimelor 12 facturi emise până la acea dată. Revizia 1 (18.09.2026) actualizează studiul în raport cu Ghidul solicitantului publicat în septembrie 2026, fără modificarea bazei de consum.

Determinant in decizia autoritatii publice locale de a face demersuri in sensul implementarii obiectivului a fost consumul mare de energie electrica din surse conventionale. Urmare a analizei datelor puse la dispozitie de autoritatea publica locala, cat si prin intocmirea unui audit electroenergetic, au fost identificati parametri situatiei existente, caracterizata prin:

- Necesitatea unor investitii pentru eficientizarea consumurilor de energie electrica, la nivelul consumatorilor de interes public, gestionati de autoritatea publica locala
- Necesitatea unor investitii pentru cresterea capacitatii de productie a energiei electrice pentru autoritatea publica locala, coroborata cu scaderea emisiilor de gaze cu efect de sera prin utilizarea unor surse de energie regenerabile
- Reducerea costurilor cu energia electrica necesara pentru functionarea sectorului public si de servicii comunitare

Conturul analizat in auditul energetic, subiectul prezentului studiu de fezabilitate, se refera la consumatorii de energie din domeniul public la nivelul comunei Şpring.

A fost analizata situatia consumurilor existente, pentru o perioada de doisprezece luni consecutive, care asigura o estimare exacta, fiind acoperite toate cele patru anotimpuri conventionale, perioada analizata fiind una foarte recenta, consumurile fiind actuale. Metoda de analiza utilizata a fost studiul consumurilor inregistrate de catre distribuitorul de energie electrica, perioada de analiza fiind considerata una relevanta. In baza acestora si a informatiilor primite de la autoritatea publica legate de necesitatile si oportunitatile de dezvoltare ulterioara a unor noi consumatori, a fost intocmit un audit electroenergetic care a relevat urmatoarele rezultate, relative la consumul de energie electrica:

Consumul lunar de mai jos este preluat din auditul electroenergetic anexat prezentului studiu, întocmit pe baza facturilor de energie electrică ale locurilor de consum declarate, pentru perioada ianuarie – decembrie (ultimele 12 luni consecutive facturate), totalizând $C_{an} = 127.631,20$ kWh/an (indicatorul AC.1).

Consum de energie pe conturul studiat	
Luna	Consum (kWh)
Ianuarie	15.319,34
Februarie	14.201,24
Martie	12.607,61
Aprilie	12.607,61
Mai	11.823,65
Iunie	7.479,75
Iulie	7.286,97
August	7.736,78
Septembrie	9.073,37
Octombrie	10.307,14

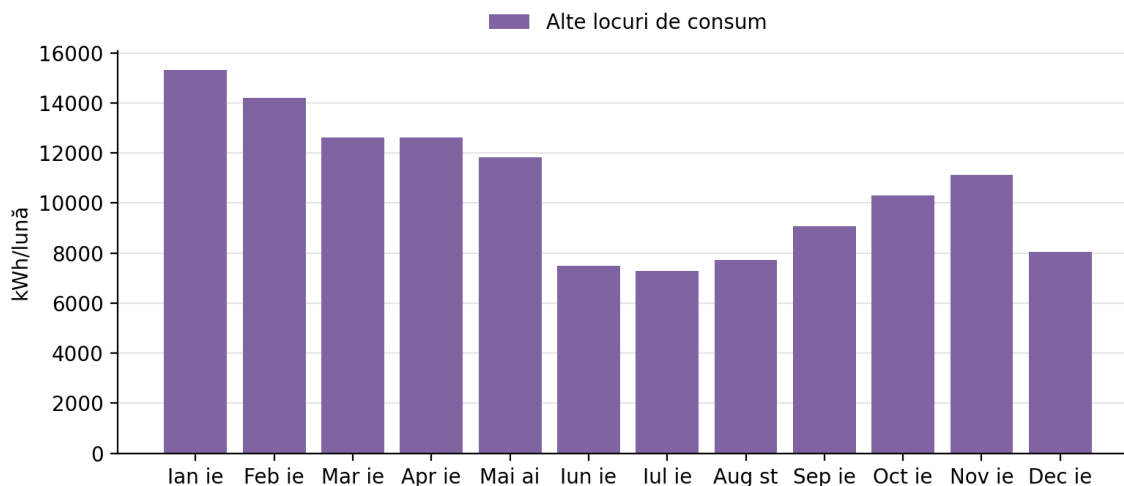
Noiembrie	11.129,66
Decembrie	8.058,08
TOTAL:	127.631,20

Consumatori noi preconizați: nu este cazul. Raportul de dimensionare pentru autoconsum calculat pe consumul consumatorilor existenți, probat prin facturi, este $R_{ac} = P_{an} / C_{an} = 0,983 \leq 1,00$ (AC.3), astfel încât eligibilitatea proiectului este asigurată fără luarea în considerare a unor consumatori viitori; consumul de dimensionare este consumul existent $C_{an} = 127.631,20$ kWh/an.

Rezultă: consumul consumatorilor existenți $C_{an} = 127.631,20$ kWh/an (AC.1), identic cu centralizatorul facturilor și cu auditul electroenergetic; nu sunt preconizați consumatori viitori; dimensionarea capacității de producție se face la consumul existent: $R_{ac} = P_{an} / C_{an} = 0,983 \leq 1,00$ (AC.3).

Profilul consumatorului (conform auditului electroenergetic, Cap. 3–4): conturul auditat cuprinde 1 locuri de consum ale beneficiarului, cu următoarea structură a consumului anual: alte locuri de consum – 1 loc de consum, 127.631 kWh/an (100,0%). Consumul lunar variază între 7.287 kWh și 15.319 kWh.

(Consumurile lunare de energie electrica)



(Diagrama consumului de energie electrica in anul de referinta)

Dupa cum poate fi observat, consumul de energie electrica urmeaza evolutia orelor de noapte, cu un plus semnificativ la nivelul lunilor de iarna (Luna 12 – Luna 2), cand noaptea este mai lunga (14-16 ore), fata de lunile de vara (Luna 6-Luna 8), cand noaptea este mai scurta (8-10 ore). Se observa, astfel, o evolutie normala a consumurilor de energie electrica avand in vedere principalul consumator pe conturul studiat, respectiv sistemul de iluminat public, care asigura iluminarea rutiera si pietonala pe timp de noapte.

Din punct de vedere al emisiilor de gaze cu efect de sera, situatia se prezinta astfel:

GESr = emisii de gaze cu efect de seră, exprimat în $[tCO_2]$ în scenariul de referință, fără implementarea proiectului.

Emisiile de gaze cu efect de seră se determină pentru energia totală intrată în contur, pornind de la factorii de emisie pentru energia electrică produsă în SEN (Sistemul Energetic National), determinat în baza Raportului ANRE pentru anul 2023 având valoarea de **0,5885 tone CO₂/MWh**.

Utilizând factorul de emisie impus pentru energia electrică ($FE = 0,5885 tCO_2/MWh$, ANRE 2023), pentru consumul anual de referință probat prin facturi $C_{an} = 127,63 MWh/an$, rezultă un nivel al emisiilor $GES_r = C_{an} \times FE = 75,11 tCO_2/an$ (conform auditului electroenergetic, Cap. 9). Implementarea proiectului evită anual 73,82 tCO₂ (I.2), adică 98,3% din emisiile aferente consumului de referință.

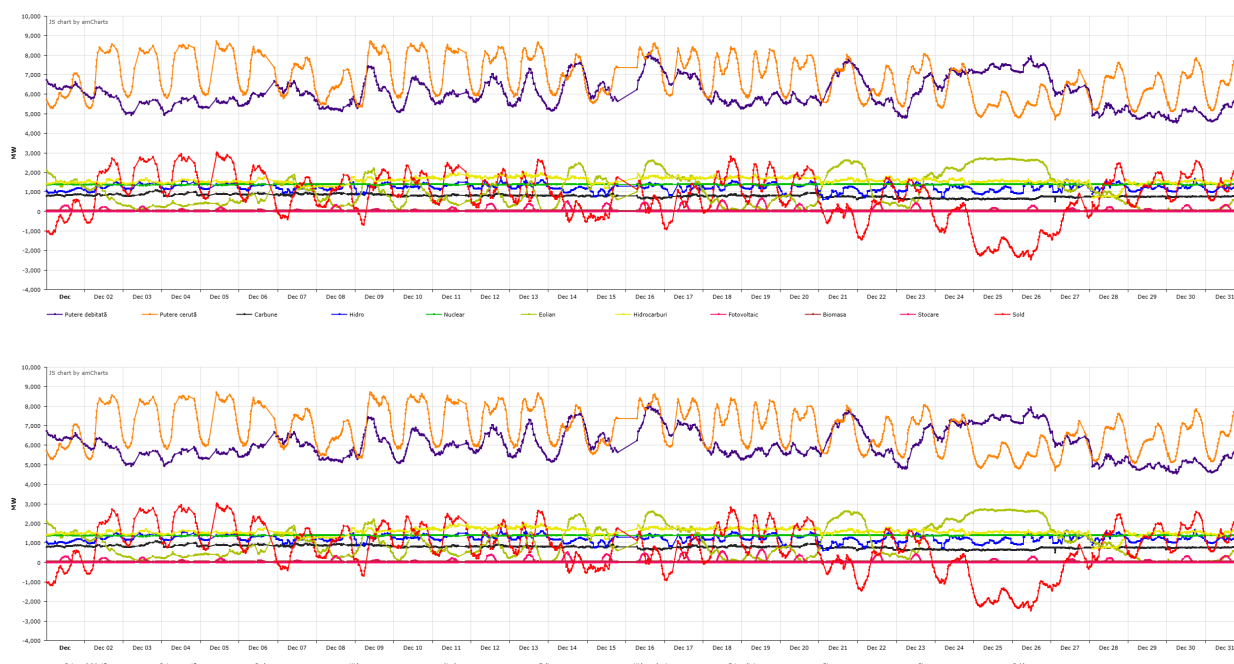
Sistemele de stocare a energiei în baterii (**BESS – Battery Energy Storage Systems**) reprezintă în prezent soluția principală pentru creșterea flexibilității și rezilienței rețelelor electrice, în special prin aplicații precum **reducerea vârfurilor de sarcină** (peak shaving). Aceste sisteme sunt deosebit de atractive la scară mică și medie datorită densității energetice ridicate, lipsei restricțiilor geografice, nivelului redus de zgomot și necesarului scăzut de întreținere.

Reducerea vârfurilor de sarcină, uneori denumită și „load shedding”, este o strategie prin care consumatorii evită costurile asociate perioadelor cu cerere ridicată din rețea, reducând rapid consumul în intervalele critice. Această reducere poate fi realizată fie prin limitarea temporară a încărcărilor neesențiale, **fie prin utilizarea sistemelor de stocare a energiei, care preiau consumul în momentele de vârf**.

Obiectivul principal al acestei strategii este reducerea vârfurilor de consum și a cantității de energie electrică achiziționate din rețea. Reîncărcarea bateriilor se realizează exclusiv din energia produsă de instalația fotovoltaică proiectată, în intervalele în care producția depășește consumul instantaneu; încărcarea sistemului de stocare din SEN este blocată prin configurarea sistemului de conversie și a controlerului.

În practică, beneficiarul utilizează energia solară produsă direct în timpul zilei și energia solară stocată anterior în baterii, iar din rețea preia numai diferența de consum neacoperită de producția proprie. Astfel, BESS permite o gestionare eficientă a autoconsumului, contribuind atât la reducerea cheltuielilor cu energia electrică, cât și la stabilitatea sistemului energetic.

Din punctul de vedere al mixului energetic, analiza situației existente relevă faptul ca producția de energie din surse regenerabile joacă un rol important, producția din fotovoltaic având valori între 900 și 1100 MW la nivelul lunii iulie 2025 și de doar 100 – 300 MW la nivelul lunii decembrie 2024.



În aceste condiții, stocarea energiei fotovoltaice în perioade de supraproducție și consumarea acestora în perioade în care producția este deficitară sau inexistentă se remarcă a fi o soluție viabilă.

Profilul de producție specific surselor de energie fotovoltaică determină o serie de dificultăți cu privire la:

- **limitări de evacuare (curtailment)**, datorate congestiilor de rețea și consumului redus local;
- **lipsa flexibilității operaționale**, neexistând posibilitatea de utilizare a energiei stocate în perioadele de cerere ridicată;
- **randament general redus** al investiției prin neutilizarea integrală a potențialului energetic al sursei solare;

2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții

Acest fenomen reflectă impactul tot mai mare al surselor regenerabile în mixul energetic și necesitatea unei infrastructuri adaptate pentru a gestiona fluctuațiile de producție și consum.

România produce tot mai multă energie electrică din surse regenerabile în anumite intervale, însă lipsa flexibilității structurale a sistemului determină o utilizare inefficientă a resurselor disponibile, în special în contextul dezvoltării accelerate a capacităților fotovoltaice și eoliene.

Această situație evidențiază necesitatea dezvoltării capacităților de stocare. Sistemele BESS integrate în capacitățile de producție permit utilizarea energiei produse în orele de producție maximă în perioadele de vârf de consum sau atunci când condițiile meteorologice reduc producția regenerabilă, limitând în același timp limitările de evacuare (curtailment).

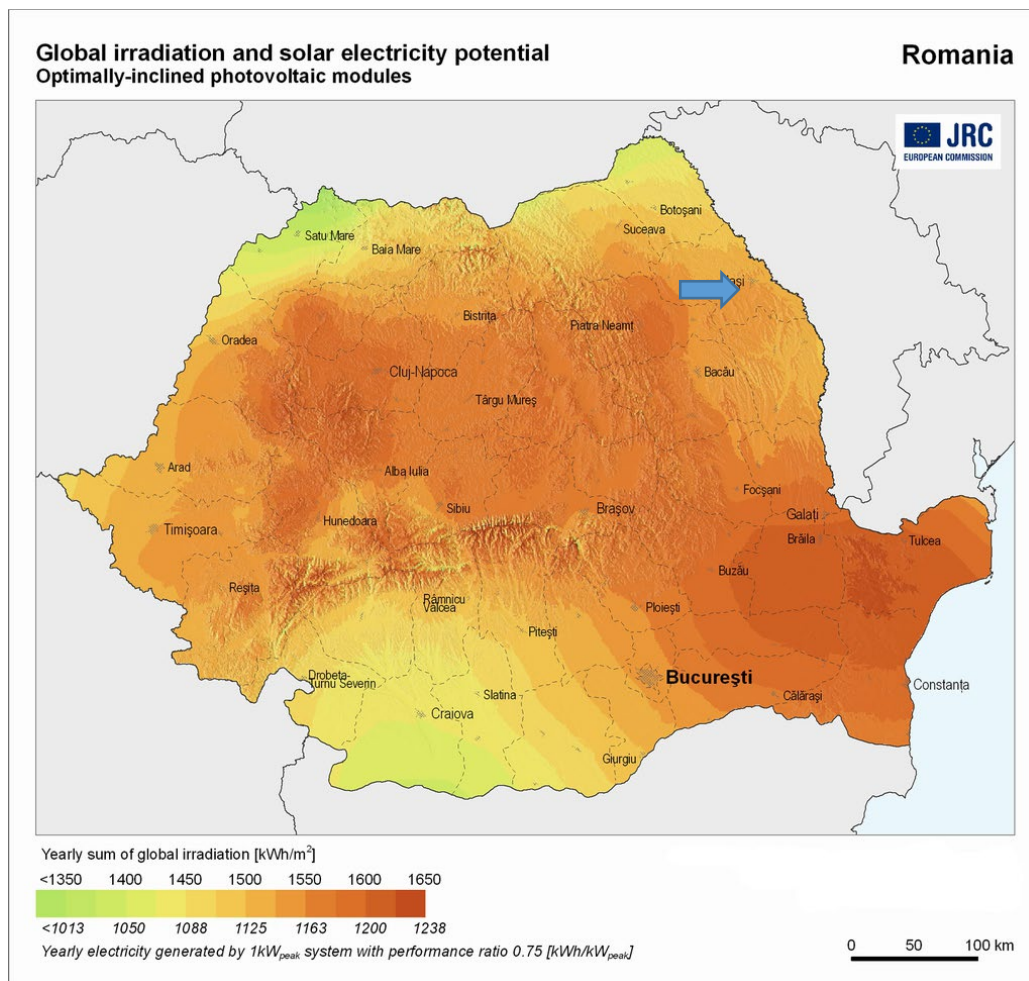
Curent, la nivel național, cererea se canalizează pe baterii Li-ion (preponderent LFP) la nivel containerizat, power-conversion (PCS/invertoare bidirecționale), transformatoare/MT, tablouri AC/DC, sisteme HVAC & protecție incendiu, sisteme de stocare modulare și echipamente de măsură/contorizare.

Cererea pentru echipamente (baterii, PCS, trafo) și servicii (EPC, EMS, O&M) este așteptată să crească proporțional.

Având în vedere toate acestea, cât și faptul ca Raportul de mediu PNIESC din Mai 2025 își propune dezvoltarea stocării în baterii, planificând punerea în funcțiune a unei capacități totale de stocare a energiei electrice de 1.200 MW sau 2.400 MWh până în 2030 și de 2.000 MW până în 2035, conduc la concluzia faptului că cererea de astfel de produse/bunuri va crește semnificativ în perioada imediat următoare. **Proiectul este, astfel, atât necesar cât și oportun, justificat de nevoia operațională locală, deopotrivă pentru producție pentru autoconsum cât și pentru stocare a energiei (peak-shaving, reducerea curtailment-ului), cât și prin alinierea la politicile și dinamica pieței (PNIESC, finanțări dedicate, creșterea volumelor de energie din surse regenerabile), oferind o cale realistă de optimizare a costurilor și de creștere a stabilității rețelei.**

Au fost studiate, asadar, potențialele resurse de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu emisii scăzute sau chiar lipsite de emisii de gaze cu efect de seră:

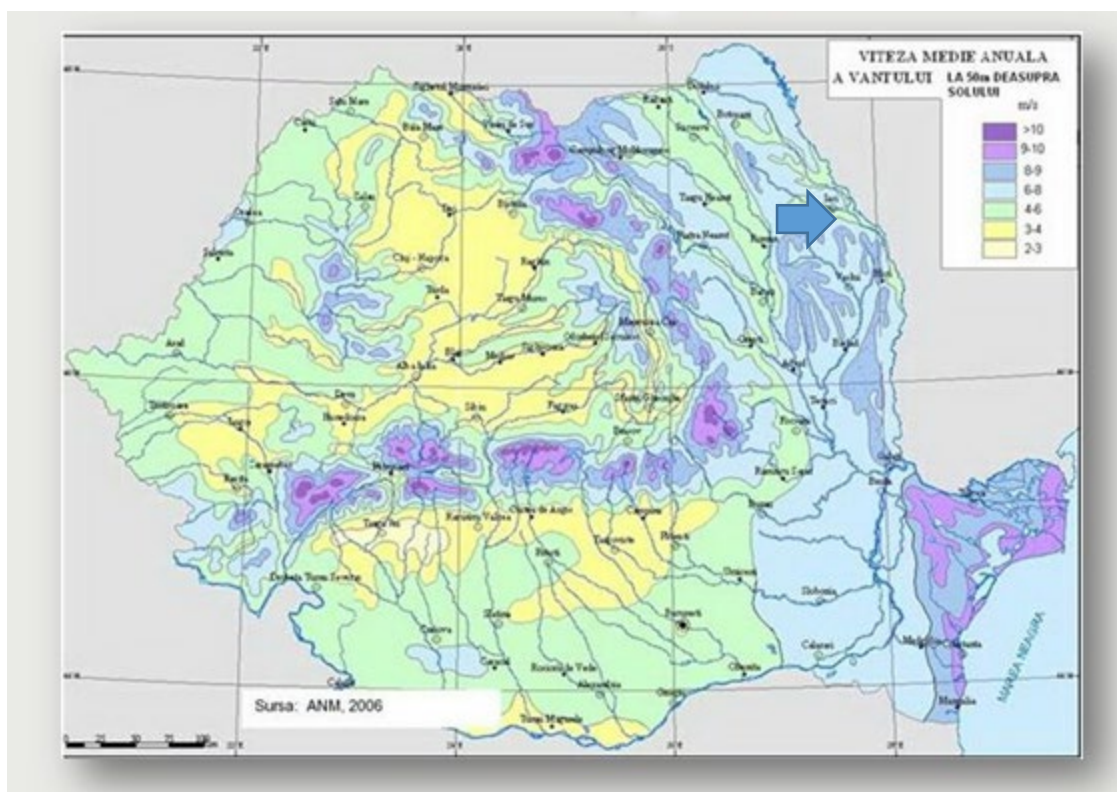
1. Potential solar



Conform datelor puse la dispozitie de Comisia Europeana, conturul studiat beneficiaza de o iradiatie solara medie, de circa 1500 kWh/m². Astfel, poate fi observat faptul ca potentialul solar la nivelul comunei Șpring nu este deloc de neglijat.

2. Potentialul eolian

În strategia de valorificare a surselor regenerabile de energie, potențialul eolian declarat este de 14.000 MW (putere instalată), care poate furniza o cantitate de energie de aproximativ 23.000 GWh/an. Aceste valori reprezintă o estimare a potențialului teoretic și trebuie nuanțate în funcție de posibilitățile de exploatare tehnică și economică.



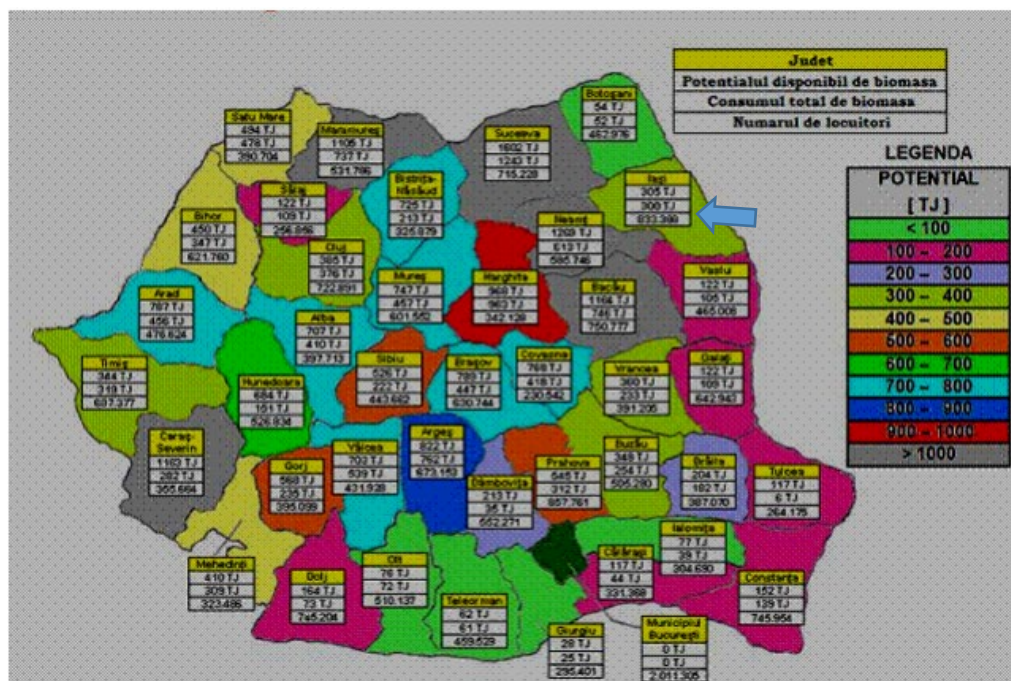
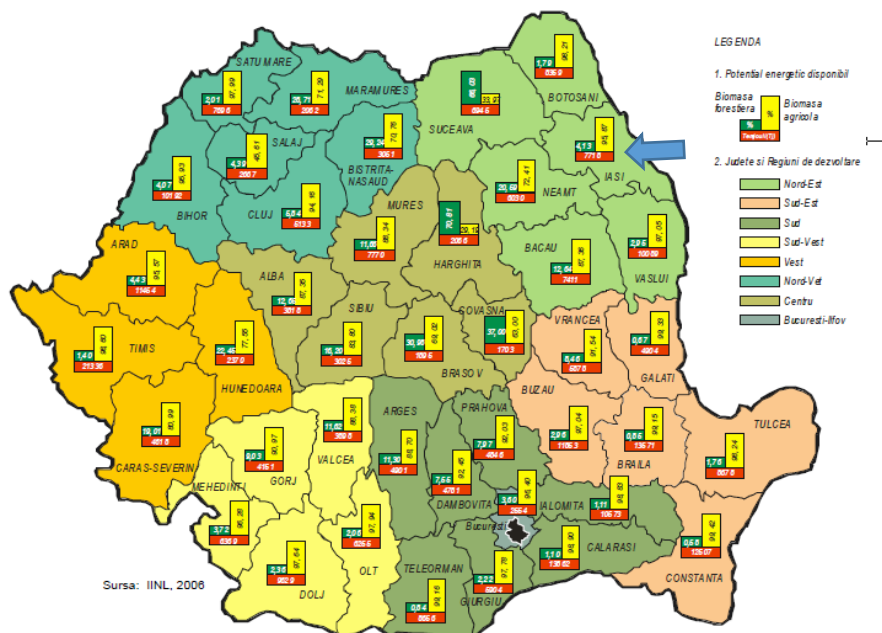
Deși nici potențialul eolian nu este de neglijat, datorită complexității și amploarei unor investiții în acest domeniu, este recomandabil ca acest potențial să fie exploatat la nivel micro, ca soluție de backup.

3. Potențialul de biomasa

Biomasa este partea biodegradabilă a produselor, deșeurilor și rezidurilor din agricultură, inclusiv substanțele vegetale și animale, silvicultura și industriile conexe, precum și partea biodegradabilă a deșeurilor industriale și urbane. (Definiție cuprinsă în Hotărârea nr. 1844 din 2005 privind promovarea utilizării biocarburanților și a altor carburanți regenerabili pentru transport).

Ținând seama de activitatea economică din Comuna Șpring, această resursă este una ce merită exploatată. Conform unui studiu realizat de Institutul Național al Lemnului, potențialul de biomasă la nivelul județului Alba provine în principal din activitatea agricolă și din biomasa forestieră.

POTENTIALUL ENERGETIC AL BIOMASEI IN ROMANIA



Biomasa este partea biodegradabilă a produselor, deșeurilor și reziduurilor din agricultură, inclusiv substanțele vegetale și animale, silvicultură și industriile conexe, precum și partea biodegradabilă a deșeurilor industriale și urbane. (Definiție cuprinsă în Hotărârea nr. 1844 din 2005 privind promovarea utilizării biocarburanților și a altor carburanți regenerabili pentru transport). Biomasa reprezintă resursa regenerabilă cea mai abundentă de pe planetă. Aceasta

include absolut toată materia organică produsă prin procesele metabolice ale organismelor vii. Biomasa este prima formă de energie utilizată de om, odată cu descoperirea focului. Ca forme de exploatare a biomasei, se menționează:

- Arderea directă cu generare de energie termică.
- Arderea prin piroliză, cu generare de singaz ($\text{CO} + \text{H}_2$).
- Fermentarea, cu generare de biogaz (CH_4) sau bioetanol ($\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-OH}$)- în cazul fermentării produșilor zaharați; biogazul se poate arde direct, iar bioetanolul, în amestec cu benzina, poate fi utilizat în motoarele cu combustie internă.
- Transformarea chimică a biomasei de tip ulei vegetal prin tratare cu un alcool și generare de esteri, de exemplu metil esteri (biodiesel) și glicerol. În etapa următoare, biodieselul purificat se poate arde în motoarele diesel.
- Degradarea enzimatică a biomasei cu obținere de etanol sau biodiesel. Celuloza poate fi degradată enzimatic la monomerii săi, derivați glucidici, care pot fi ulterior fermentați la etanol.

Dupa cum poate fi observat, potentialul de biomasa nu este unul de neglijat. Din perspectiva emisiilor de gaze cu efect de sera, insa, aceasta resursa nu este neutra din punct de vedere climatic.

Au fost analizate sintetic cele trei tipuri de energie cu potential de exploatare pe conturul studiat, stabilindu-se un scor in functie de cinci indicatori esentiali:

	Energie solara	Energie eoliana	Energie biomasa
Suprafata de teren acoperita	3	5	4
Costuri de implementare	4	2	5
Posibilitati de racordare	5	4	3
Costuri de management	5	2	2
Emisii CO2	5	5	0
TOTAL:	22	18	14

Nota: 1 – lipsit de oportunitate/5 – optim oportun

(Analiza surselor regenerabile de energie disponibile in zona)

Ca o concluzie preliminară, după studierea posibilităților energetice din surse regenerabile, energia solară se remarcă a fi soluția oportună și fezabilă din punct de vedere tehnico-economic pentru a fi implementată.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Obiectivul general al proiectului este aliniat la Obiectivul măsurii de finanțare Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie solară, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entități publice,

respectiv *Producție majorată a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară pentru autoconsum prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse solare cu capacități de stocare integrate*, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul PNIESC

Obiectivele specifice urmărite sunt:

- Reducerea costurilor cu energia electrica la nivelul comunei Șpring
- Echilibrarea fluxurilor de energie din rețeaua locală, prin intermediul sistemului de stocare, care asigură reglaj de putere activă/reactivă, amortizarea vârfurilor de sarcină și stabilizarea tensiunii
- Diminuarea puterii absorbite din rețea în intervalele orare cu tarif ridicat prin utilizarea energiei stocate.
- Captarea surplusului de producție fotovoltaică în perioadele de iradiere ridicată și utilizarea acestuia în orele cu producție scăzută sau absentă.
- Reducerea pierderilor generate de limitările de evacuare (curtailment) și maximizarea utilizării energiei regenerabile produse local.
- Asigurarea unei surse tampon de energie care reduce solicitările rețelei și contribuie la echilibrarea consumului.
- Scăderea dependenței de energia achiziționată din rețea.
- Creșterea ponderii energiei regenerabile utilizate în autoconsumul al UAT (iluminat public, ca principal consumator, stații de reîncărcare autovehicule electrice, echipamente, consum energetic clădiri publice, etc.)
- Crearea unui exemplu de bună practică pentru localități din zonă, împreună cu menținerea unui standard de calitate a vieții crescut pentru cetățenii UAT.

3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții. Pentru fiecare scenariu/opțiune tehnico-economic(ă) se vor prezenta:

Plecând de la analiza contextuală se poate deduce cu certitudine ideea că este necesară înființarea unei capacități de stocare pentru energia produsă de instalația fotovoltaică. Au fost luate în considerare două scenarii tehnice probabile, realizabile respectiv:

- **SCENARIUL 1:** Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din surse regenerabile fotovoltaice cu sistem de stocare a energiei integrat – **variantea cu invertoare trifazate.**

Prin acest scenariu se urmărește înființarea unei centrale electrice fotovoltaice de tip “on-grid”, ceea ce presupune racordarea la rețeaua națională de distribuție a energiei electrice, având în echipare unități de stocare modulare, integrate în instalația de utilizare a centralei fotovoltaice, în spatele contorului.

În esență, principalele activități ce vor fi desfășurate vor fi:

- Prelucrarea terenului pentru aplatizarea curbilor de nivel abrupte, taluzarea și compactarea pământului
- Înființarea cailor de acces pentru activitățile de mentenanță
- Montarea structurii metalice de susținere în fundații izolate din beton
- Montarea de panouri fotovoltaice
- Montarea optimizatoarelor de putere în curent continuu
- Montarea invertoarelor trifazate pe suporti speciali
- Montarea unei soluții de stocare a energiei modulare, integrată cu capacitatea de producție
- Întocmirea unui studiu de soluție și obținerea avizului tehnic de racordare al centralei electrice
- Racordarea instalației la Sistemul Energetic National.

- **SCENARIUL 2:** Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din surse regenerabile fotovoltaice cu sistem de stocare a energiei integrat – **variantea cu microinvertoare.**

Ca și în scenariul 1, se urmărește înființarea unei centrale electrice fotovoltaice de tip “on-grid”, având în echipare unități de stocare modulare, integrate în instalația de utilizare a centralei fotovoltaice, în spatele contorului. În plus față de scenariul 1, este analizată posibilitatea utilizării unor microinvertoare DC/AC pentru fiecare panou fotovoltaic montat.

3.1. Particularități ale amplasamentului:

a) descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafața terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zonă de utilitate publică, informații/obligații/constrângeri extrase din documentațiile de urbanism, după caz);



(Amplasare in zona a entitatii)

Șpring (în maghiară Spring, în germană Gespreng) este o comună în județul Alba, Transilvania, România, formată din satele Carpen, Carpenii de Sus, Cunța, Drașov, Șpring (reședința) și Vingard. Conform recensământului efectuat în 2021, populația comunei Șpring se ridică la 2.354 de locuitori, în scădere față de recensământul anterior din 2011, când fuseseră înregistrați 2.420 de locuitori. Majoritatea locuitorilor sunt români (90,57%), cu o minoritate de germani (2,04%), iar pentru 6,29% nu se cunoaște apartenența etnică. Din punct de vedere confesional, majoritatea locuitorilor sunt ortodocși (86,11%), cu minorități de evanghelici (2,59%), creștini după evanghelie (1,7%) și penticostali (1,61%), iar pentru 6,97% nu se cunoaște apartenența confesională.

Amplasamentul propus este identificat de următoarele caracteristici:

Identificat prin: Extras de carte funciara nr. 74084

Regimul juridic:

Amplasamentul propus se afla în extravilanul comunei Șpring și se afla în proprietatea Primăriei comunei Șpring, conform Extrasului de carte funciara nr. 74084.

Imobilul descris nu se înscrie în listele monumentelor istorice și/sau ale naturii ori în zona de protecție a acestora.

Regimul economic: amplasamentul obiectivului este comun cu cel pe care este prevăzută instalația fotovoltaică. Destinația, conform Extrasului de carte funciara nr. 74084, este „curți-construcții / fânețe”; terenul este situat în extravilan și nu este inclus în circuitul agricol. Dovada (extras de carte funciara / certificat de urbanism) se prezintă înainte de depunerea cererii de prefinanțare sau a primei cereri de rambursare, oricare survine prima.

b) relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile;

Instalația electrică fotovoltaică propusă are acces direct și nemijlocit la rețeaua de drumuri a localității, conform planului de amplasament.

c) orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite;

Pentru expunere solară maximă, panourile fotovoltaice vor fi orientate către SUD, iar între sirurile de panouri se va practica o distanță suficientă pentru evitarea umbririi randurilor următoare.

Prin natura tehnologiei, sistemele de baterii nu sunt dependente de expunere solară sau factori climatici direcționali, astfel încât orientarea lor față de punctele cardinale are un impact redus asupra funcționării.

În raport cu punctele cardinale, amplasarea containerelor sau cabinelor BESS urmărește în principal facilitarea accesului pentru personalul tehnic. De regulă, laturile estice sau nordice sunt

preferate pentru poziționarea ușilor de acces, deoarece acestea asigură un microclimat mai favorabil lucrărilor de întreținere, evitând expunerea directă la temperaturile ridicate din orele de după-amiază.

În raport cu elementele construite din parcul fotovoltaic proiectat, BESS este amplasat astfel încât să respecte distanțele de siguranță față de tablouri, structuri de susținere, drumuri interne și clădiri tehnice. Containerul sau cabina de stocare este poziționată astfel încât să nu afecteze vizibilitatea camerelor de supraveghere și să nu interfereze cu traseele vehiculelor de intervenție.

d) surse de poluare existente în zonă;

În conformitate cu NTE 001/03/00 – Normativ privind alegerea izolației și protecția instalațiilor energetice împotriva supratensiunilor – instalațiile energetice exterioare ce fac obiectul prezentei documentații se amplasează în zone cu **nivel de poluare II Mediu**.

În tabelul de mai jos se prezintă, în conformitate cu standardul SR CEI 60815:1994, o descriere generală a nivelurilor de poluare ale diferitelor zone geografice, în care există sau urmează să fie plasate instalații electrice.

Nivel de poluare	Descrierea caracteristicilor de mediu a zonelor
I Slab	- Zone fără industrie și cu o densitate redusă de locuințe dotate cu instalații de încălzire proprii; - Zone cu o densitate redusă industrială sau de locuințe, dar supuse frecvent la vânturi și/sau la ploi; - Regimuri agricole¹⁾; - Regimuri muntoase. Toate aceste zone trebuie să se situeze la distanțe de cel puțin 10 km până la 20 km de mare și nu trebuie să fie expuse la vânturi dinspre mare²⁾.
II Mediu	- Zone cu industrie care nu produce fum foarte poluant și/sau zone cu o densitate medie de locuințe dotate cu instalații de încălzire; - Zone cu densitate mare de locuințe și/sau industrie, dar supuse frecvent la vânturi și/sau ploi;
III Puternic	- Zone cu densitate industrială mare și suburbii ale marilor orașe cu o densitate mare de instalații de încălzire poluante; - Zone situate în apropierea mării sau expuse la vânturi relativ puternice dinspre mare²⁾.
IV Foarte puternic	- Zone în general puțin extinse, supuse la depuneri de pulberi conductoare și la fum industrial ce produc depuneri conductoare deosebit de groase; - Zone în general puțin extinse, foarte aproape de coasta mării, expuse la ceață salină sau la vânturi foarte puternice și poluante venind dinspre mare; - Zone deșertice, caracterizate prin perioade lungi fără ploaie, expuse la vânturi puternice ce transportă nisip și sare și supuse la condensări în mod obișnuit.

¹⁾ Utilizarea de îngrășăminte chimice răspândite prin pulverizare sau arderea resturilor de pe terenuri agricole pot conduce la un nivel de poluare mult mai ridicat din cauza dispersării datorată vântului.

²⁾ Distanțele la țărmul mării depind de topografia zonei de coastă și de condițiile extreme de vânt.

e) date climatice și particularități de relief;

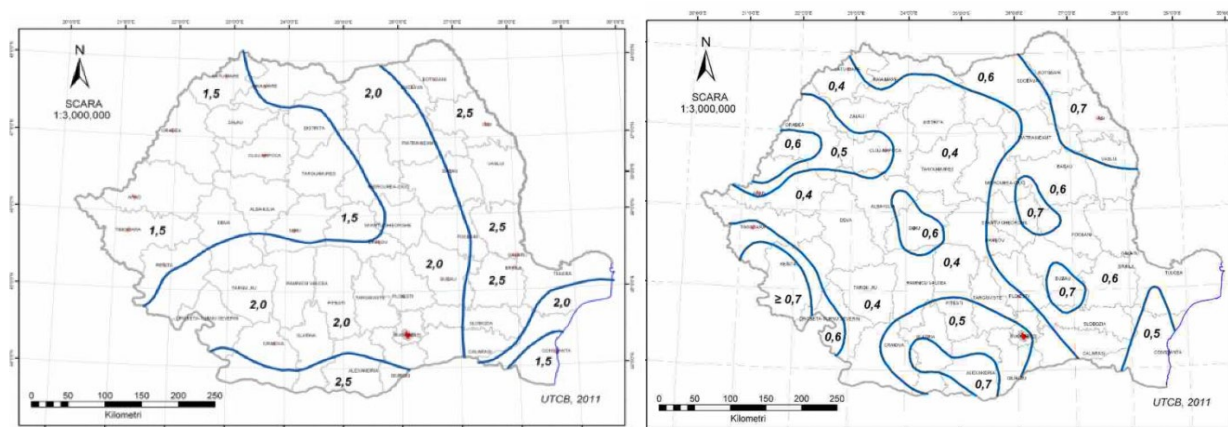
Conform NP-I7-2011:

– Condiții de mediu:

- temperatura mediului ambiant **AA7** (-25 ... +55° C) temperat;
- condiții climatice (influența combinată a temperaturii și a umidității **AB7** $t = -25 \dots +55^0 \text{ C}$ $U_r = 10 \dots 100 \%$ $T_a = 0.5 \dots 29 \text{ g/m}^3$);
- altitudine **AC1** sub sau egală cu 2000 m (joasă);
- prezența apei **AD4** medii expuse la stropiri cu apă;
- prezența corpurilor străine **AE3** corpuri străine foarte mici incombustibile (cu dimensiuni sub 1 mm);
- prezența substanțelor corozive sau poluante **AF1** neglijabilă;
- solicitări mecanice **AG2** medii;
- vibrații **AH1** scăzute (instalații casnice și similare, la care efectele vibrațiilor pot fi neglijabile); gama de frecvență cuprinsă între 2 ... 9 și 9 ... 200 Hz, amplitudinea deplasării între 3 ... 7 mm² și accelerația între 10 ... 20 m/s²;
- prezența florei **AK1** neglijabilă;
- prezența faunei **AL1** neglijabilă;
- influențe electromagnetice, electrostatice sau ionizante **AM1** neglijabile;
- efecte seismice **AP2** ($a_g = 0,10 \text{ g} \approx 98 \text{ Gal}$);
- trăsnete; nivel keraunic **AQ1** neglijabil, $\leq 25 \text{ zile/an}$;
- mișcări de aer **AR1** (curenți de aer) scăzute, $v \leq 1 \text{ m/s}$;
- vânt scăzut **AS1**, $v \leq 20 \text{ m/s}$;

Încărcarea din zăpadă – conform CR 1-1-3/2012 „Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor”, valoarea caracteristică a încărcării din zăpadă pe sol, având 2% probabilitate de depășire într-un an (interval mediu de recurență $IMR = 50 \text{ ani}$), pentru amplasamentul din Șpring, județul Alba, este $s_{0,k} = 1,5 \text{ kN/m}^2$.

Acțiunea vântului – conform CR 1-1-4/2012 „Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor”, presiunea de referință a vântului în amplasament, determinată din viteza de referință mediată pe 10 minute la 10 m deasupra terenului, având $IMR = 50 \text{ ani}$ (2% probabilitate anuală de depășire), este $q_{ref}(q_b) = 0,4 \text{ kPa}$.



– rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate;

Din datele existente, nu exista rețele edilitare pe amplasament ce ar necesita relocare sau protejare

– posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție;

Nu este cazul unor interferențe cu monumentele istorice/de arhitectură sau situri arheologice

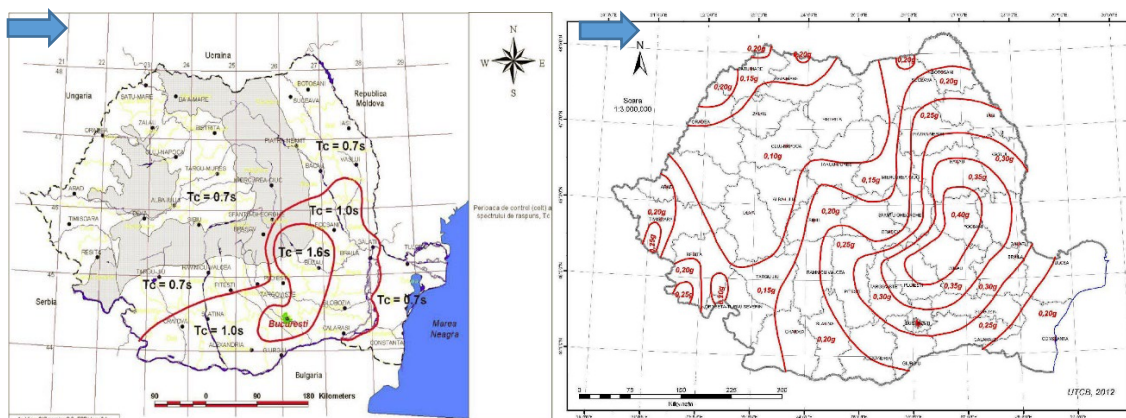
– terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională;

Nu este cazul unor terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:

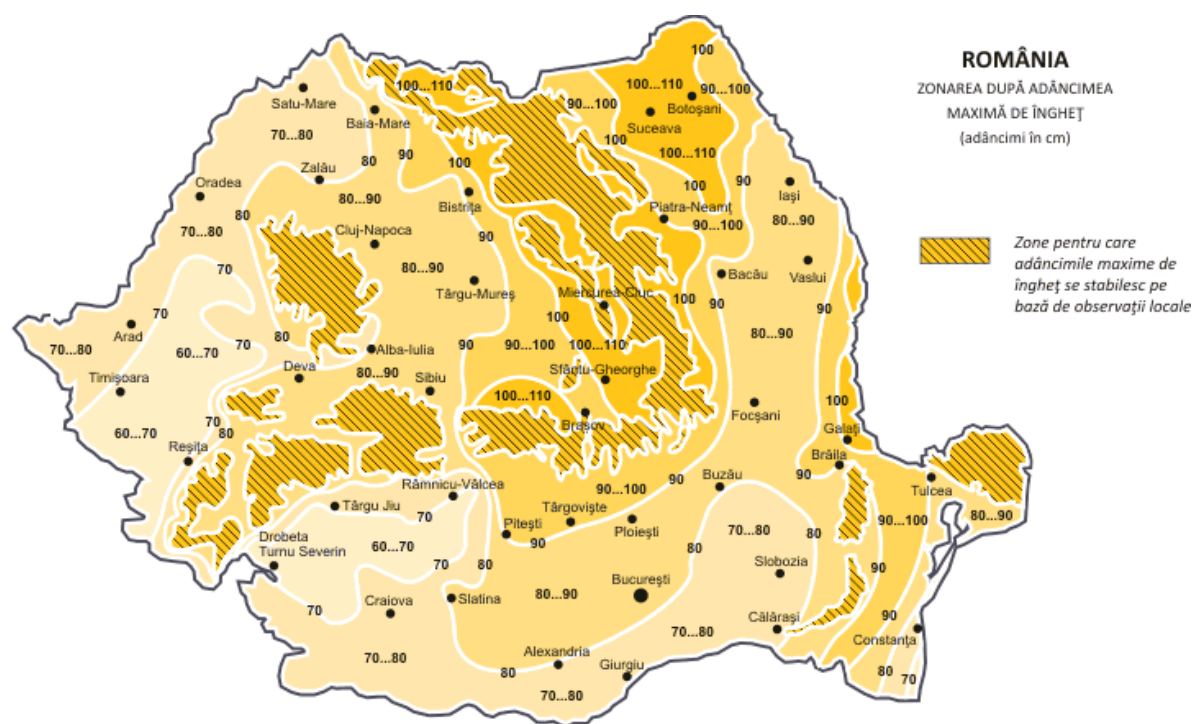
(i) date privind zonarea seismică;

Acțiunea seismică – conform P100-1/2013 „Cod de proiectare seismică – Partea I – Prevederi de proiectare pentru clădiri”, amplasamentul se încadrează în zona cu accelerația terenului pentru proiectare $a_g = 0,10$ g (IMR = 225 ani) și perioada de control (colț) a spectrului de răspuns $T_c = 0,7$ s.



(ii) date preliminare asupra naturii terenului de fundare, inclusiv presiunea convențională și nivelul maxim al apelor freatice;

Adâncimea maximă de îngheț – conform STAS 6054-77 „Teren de fundare. Adâncimi maxime de îngheț. Zona teritoriului României”, adâncimea maximă de îngheț în amplasament este $h_{\text{îng}} = 90$ cm.



(iii) date geologice generale;

Condiții geologice preliminare:

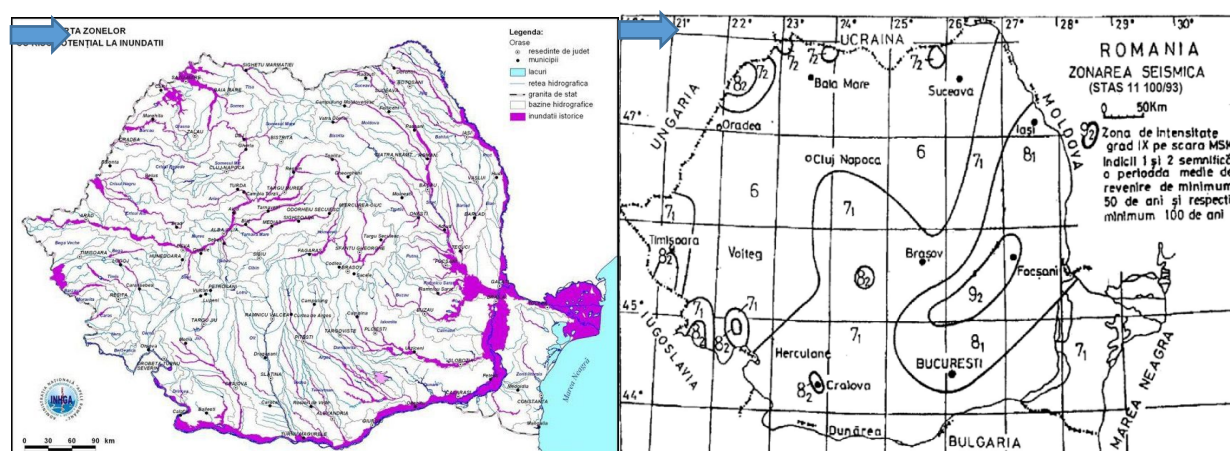
- Stabilitate : **teren stabil;**
- Calitate : **teren mediu**

(iv) date geotehnice obținute din: planuri cu amplasamentul forajelor, fișe complexe cu rezultatele determinărilor de laborator, analiza apei subterane, raportul geotehnic cu recomandările pentru fundare și consolidări, hărți de zonare geotehnică, arhive accesibile, după caz;

În vederea determinării caracteristicilor geofizice ale terenului, a fost elaborat un Studiu geotehnic verificat la cerința Af.

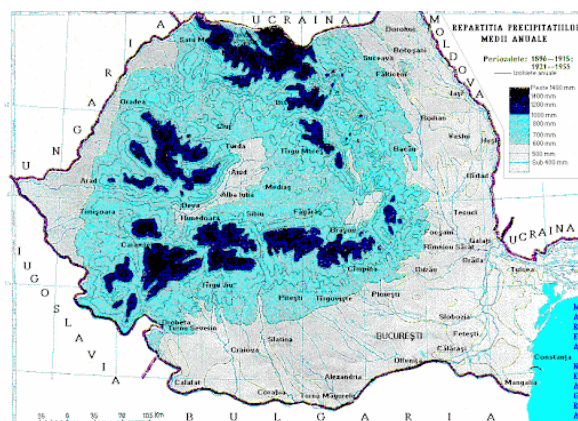
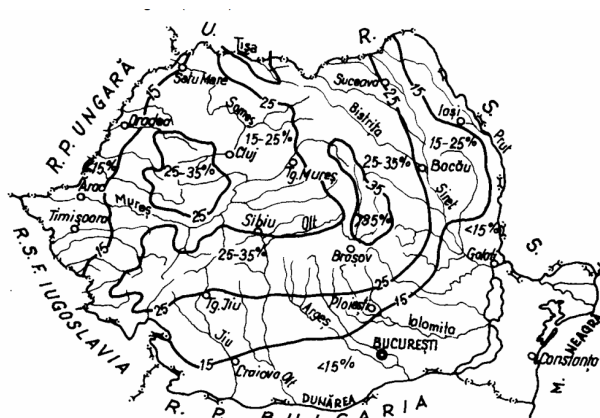
(v) încadrarea în zone de risc (cutremur, alunecări de teren, inundații) în conformitate cu reglementările tehnice în vigoare;

Conform datelor furnizate de INGHA, conturul studiat nu se afla într-o zona cu risc potențial de inundații. Conform P100-1/2013, amplasamentul se încadrează în zona cu accelerația terenului pentru proiectare $a_g = 0,10$ g. Din datele existente, nu există riscuri deosebite de alunecări de teren.



(vi) caracteristici din punct de vedere hidrologic stabilite în baza studiilor existente, a documentărilor, cu indicarea surselor de informare enunțate bibliografic.

Conform lucrării “Hidrologie generala” elaborata de Daniel Scradeanu si Alexandru Gheorghe, bazata pe datele furnizate de Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor, alimentarea subterană participând la scurgerea medie anuală în conturul studiat se poziționează într-o proporție moderată (25-35%%). Conform hartii precipitatiilor medii din Romania, conturul studiat se situează în jurul valorii de 600 mm.



3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic:

– caracteristici tehnice și parametri specifici obiectivului de investiții;

Clasa de consecințe a construcției: CC1 – construcții de importanță redusă, încadrare stabilită conform art. 370 și Anexei nr. 6 la Legea nr. 169/2026 privind Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor. CC1 corespunde categoriei de importanță D și clasei de importanță-expunere IV. În urma avarierii totale sau parțiale a construcțiilor din clasa CC1 sunt posibile următoarele riscuri asociate: pierderi de vieți omenești în număr estimat mai mic decât 5; pierderi economice semnificative pentru beneficiarii sau utilizatorii construcțiilor, dar cu impact neglijabil la nivelul comunității locale; consecințe de ordin cultural sau social nesemnificative; degradarea calității unuia sau mai multor factori de mediu, care poate fi complet remediată în maximum 2–4 săptămâni.

Au fost analizate comparativ cele doua scenarii, atat din punct de vedere tehnologic cât și funcțional:

SCENARIUL 1 – Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din surse regenerabile fotovoltaice cu sistem de stocare a energiei integrat – **varianta cu invertoare trifazate.**

Scenariul 1 presupune instalarea unei capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile fotovoltaice instalată la sol. Modulele solare sunt grupate în șiruri (stringuri) conectate la invertoare trifazate. Invertoarele convertesc energia electrică produsă în curent alternativ trifazat, sincronizat cu rețeaua electrică.

Sistemul de stocare a energiei este integrat la nivel de instalație, permițând acumularea surplusului de energie produsă și utilizarea acestuia în perioadele cu producție redusă sau pentru optimizarea autoconsumului.

SCENARIUL 2 – Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din surse regenerabile fotovoltaice cu sistem de stocare a energiei integrat – varianta cu microinvertoare.

Spre deosebire de Scenariul 1, alternativa analizată presupune realizarea unei centrale fotovoltaice în care fiecare modul fotovoltaic este echipat cu microinverter propriu, care transformă energia electrică produsă direct în curent alternativ la nivel de panou. Această configurație permite funcționarea independentă a fiecărui modul și o monitorizare detaliată a performanței individuale.

– varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia;

Instalația de stocare propusă va fi amplasată în incinta parcului fotovoltaic proiectat, în imediata vecinătate a tabloului general de distribuție / postului de transformare. **Nu se impune extinderea terenului sau realizarea de construcții noi.**

Ținând seama de consumurile de energie declarate la nivelul unui an calendaristic, obținute de la autoritatea publică locală, cât și de prevederile Ghidului de finanțare și anume:

Autoconsumul în cadrul instituției/unității/organizației/instituțiilor partenere, etc. este autoconsumul de energie în domeniul public (spre exemplificare neexhaustivă: iluminatul public, iluminatul în incinta unităților, consumul de energie electrică în clădirile unităților și clădirile publice în care nu se desfășoară activități economice – primărie, cămin cultural, creșă/grădiniță/unități învățământ/unități medicale de stat/centre îngrijire bătrâni, etc.) și reprezintă întreaga producție a capacității noi de producere de energie din surse regenerabile pentru care se solicită finanțarea.

Dimensionarea capacității de producție s-a realizat la consumul anual al consumatorilor existenți, $C_{an} = 127.631,20$ kWh/an (centralizatorul facturilor, identic cu auditul electroenergetic). Centrala fotovoltaică proiectată, cu puterea instalată eligibilă $P_{PV} = 100$ kW, are o producție anuală estimată $P_{an} = 125.438,50$ kWh/an, respectiv $R_{ac} = P_{an} / C_{an} = 0,983 \leq 1,00$ (AC.3); nu sunt necesari consumatori viitori pentru îndeplinirea condiției de eligibilitate.

Varianta constructivă propusă pentru realizarea capacității de stocare presupune utilizarea unui sistem modular, containerizat, care integrează în aceeași structură fizică bateriile, sistemele de conversie a puterii, echipamentele de protecție, sistemele de climatizare și infrastructura de monitorizare și control.

Instalarea sistemului presupune executarea unei platforme betonate sub forma unei plăci de beton armat care descarcă pe o fundație continuă perimetrală, în vederea asigurării unei suprafețe plane, stabile și rezistente la încărcările statice și dinamice, cât și la factorii climatici.

Conexiunea sistemului BESS la instalația electrică interioară a centralei fotovoltaice se realizează prin pozarea unei linii electrice subterane (LES) între sistemul de stocare și tabloul general de distribuție al centralei și face parte din investiția analizată prin prezentul studiu de fezabilitate,

fiind componentă a instalației de utilizare. Lucrările aparținând instalației de racordare la rețeaua operatorului de distribuție vor fi stabilite prin avizul tehnic de racordare și vor fi evidențiate separat, inclusiv din punctul de vedere al eligibilității cheltuielilor.

– echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse.

Pornind de la consumurile energetice existente, a fost dimensionată o centrală electrică fotovoltaică, racordată la unul dintre punctele de consum, destinată exclusiv autoconsumului. Principalele capacități fizice ale centralei sunt:

SCENARIUL 1

Denumire	Cantitate
Panou fotovoltaic 625 Wp	160 buc
Invertor trifazic 50 kW	2 buc

*Putere instalata unitara orientativa

(Principalele capacitati fizice instalate)

SCENARIUL 2

Denumire	Cantitate
Panou fotovoltaic 625 Wp	160 buc
Microinvertor pentru panou fotovoltaice	160 buc

Centrala electrica fotovoltaica pentru acoperirea consumului de energie înregistrat este propusa a fi construita pe terenul, in suprafata de 6.587 mp, aflat in proprietatea comunei Șpring, in conformitate cu Extrasul de carte funciara nr. 74084.

Centrala electrica fotovoltaica va avea puterea instalata de 100 kWp.

Capacitatea de stocare propusă este echipată cu toate elementele funcționale necesare pentru operarea autonomă și sigură a unui sistem BESS integrat într-o infrastructură fotovoltaică proiectată. Sistemul este construit într-o configurație de tip all-in-one, ceea ce înseamnă că bateriile, convertorul bidirecțional (PCS – Power Conversion System), unitățile de management, sistemele de răcire și protecțiile sunt integrate într-o singură carcasă industrială, optimizată pentru funcționare în exterior.

Varianta constructivă propusă va conține:

- module de baterii LFP;
- sistem de conversie bidirecțional (PCS – Power Conversion System);
- echipamente de protecție și control;
- sistem HVAC de climatizare;
- Software de management cu posibilitate de integrare într-un sistem SCADA;

- tablouri de medie/joasă tensiune pentru conexiunea la SEN.
- Sistem de stingere a focului

3.3. Costurile estimative ale investiției:

– costurile pentru realizarea obiectivului de investiții, estimate pe baza prețurilor existente pe piață la momentul elaborării/revizuirii/actualizării studiului de fezabilitate sau pe baza unor standarde de cost pentru investiții similare realizate prin programe de investiții finanțate din fonduri publice, corelate cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții, aplicate la cantitățile de lucrări estimate;

Costurile estimative de realizare a investiției, pentru fiecare dintre cele două scenarii analizate, sunt prezentate în devizul general anexat prezentului studiu.

– costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice

Pentru stabilirea costurilor operative a fost luat în calcul scenariul de funcționare normal, proiectat. Au fost stabilite următoarele costuri estimative, calculate anual, fiind luate în considerare și costurile de mentenanță prevăzute pentru instalația fotovoltaică deservită:

Categorie de costuri	Activități estimate	Buget anual	Recurență
Mentenanță preventivă	inspecție electrică și mecanică, termografie, verificare conexiuni, test funcțional	8.000 lei	1 dată pe an
Subscripții software	Licențe de management al instalației	15.000 lei	1 dată pe an
Piese de schimb și consumabile	siguranțe, contacte, accesorii HVAC, garnituri, ulei/lichid răcire, senzori consumabili	1.500 lei	Provizion anual
Mentenanță evolutivă	upgrade firmware echipamente, *update software de management	3.000 lei *inclus în subscripție	1 dată pe an
Mentenanță accidentală	intervenții neplanificate, manoperă + piese neacoperite de garanție sau în afara garanției	3.000 lei	Provizion anual
Administrative	Cosit iarbă, desprăfuire, curățenie, etc.	8.000 lei	/an, cu plată lunară
Asigurări	incendiu, inundație, răspundere civilă	2.000 lei	1 dată pe an
TOTAL:		40.500 lei	/an

Cheltuielile totale de operare sunt incluse în analiza economică și reflectă costurile de întreținere tehnologică ale sistemului de stocare, fără alte cheltuieli administrative suplimentare.

3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:

– studiu topografic;

– **studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitate a terenului;**

– **studiu hidrologic, hidrogeologic;**

Nu este cazul unui studiu hidrologic sau hidrogeologic

– **studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice;**

Studiul în cauză abordează eficiența energetică maximă pe care o poate obține tehnologia fotovoltaică. Eficiența energetică ridicată este obținută prin integrarea sistemului de stocare BESS, care permite reducerea pierderilor, optimizarea autoconsumului și reglarea puterii active reactive, conform capitolelor 2.5–3 ale prezentului studiu.

– **studiu de trafic și studiu de circulație;**

Nu este cazul unui studiu de trafic.

– **raport de diagnostic arheologic preliminar în vederea exproprierii, pentru obiectivele de investiții ale căror amplasamente urmează a fi expropriate pentru cauză de utilitate publică;**

Nu este cazul unui raport de diagnostic arheologic.

– **studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiții care se referă la amenajări spații verzi și peisajere;**

Nu este cazul unui studiu peisagistic

– **studiu privind valoarea resursei culturale;**

Nu este cazul unui studiu privind valoarea resursei culturale

– **studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției.**

Studiu de soluție privind racordarea centralei fotovoltaice, în conformitate cu Ordinul ANRE 129/2008 *Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public.*

Pentru utilizatorii din celelalte categorii prevăzute la art.17, cu excepția celei prevăzute la lit. a), studiul de soluție cuprinde, de regulă:

- a) prezentarea situației energetice a rețelei și utilizatorului, existente și de perspectivă;*
- b) modul în care sunt îndeplinite cerințele tehnice privind racordarea impuse prin Codul Tehnic al RED sau prin alte norme;*
- c) variante de racordare posibile avute în vedere;*

d) variante de racordare reținute și analizate, inclusiv plan de situație cu trasarea instalațiilor de racordare, cu specificarea punctelor de racordare, a punctelor de delimitare și a modului de realizare a măsurării energiei electrice tranzitate.

e) calculul solicitărilor la scurtcircuit;

f) calculul nivelului de siguranță al rețelei în punctul de delimitare; se calculează indicatorii prevăzuți în standardele de performanță și/sau în contractele cadru precum și cei solicitați de către utilizator;

g) lucrările necesare pentru realizarea instalației de racordare, pentru fiecare variantă reținută și analizată și evaluarea costului acestora;

h) lucrările strict necesare în instalațiile operatorului de rețea, în amonte de punctul de racordare, ca urmare a impactului apariției / dezvoltării utilizatorului - pentru fiecare variantă reținută și analizată - și evaluarea costului acestora.

Centrala fotovoltaică proiectată nu se încadrează în prevederile Ordinului 59/2014, respectiv nu se supune procedurilor privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității cu condițiile tehnice de racordare la rețele electrice de interes public.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Graficul orientativ ține seama atât de termenele de implementare medii, cât și de procesul birocratic necesar. Astfel:

Activitate	Luna 1	Luna 2	Luna 3	Luna 4	Luna 5	Luna 6	Luna 7	Luna 8	Luna 9	Luna 10	Luna 11	Luna 12
Activități de proiectare tehnică (PTh și detalii de execuție)												
Obținere avize, acorduri, autorizații												
Lucrări pregătitoare și fundații												
Achiziționare și livrare echipamente												
Montajul echipamentelor												
Testarea funcțională și configurarea software												
Racordarea sistemului de stocare la infrastructura electrică proiectată												

Proceduri de recepționare, punere în funcțiune și instruire personal													
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Durata pentru prestarea serviciilor de proiectare și obținere a avizelor, acordurilor și autorizațiilor necesare este de 2 luni, iar perioada de execuție efectivă a lucrărilor este estimată la 10 luni.

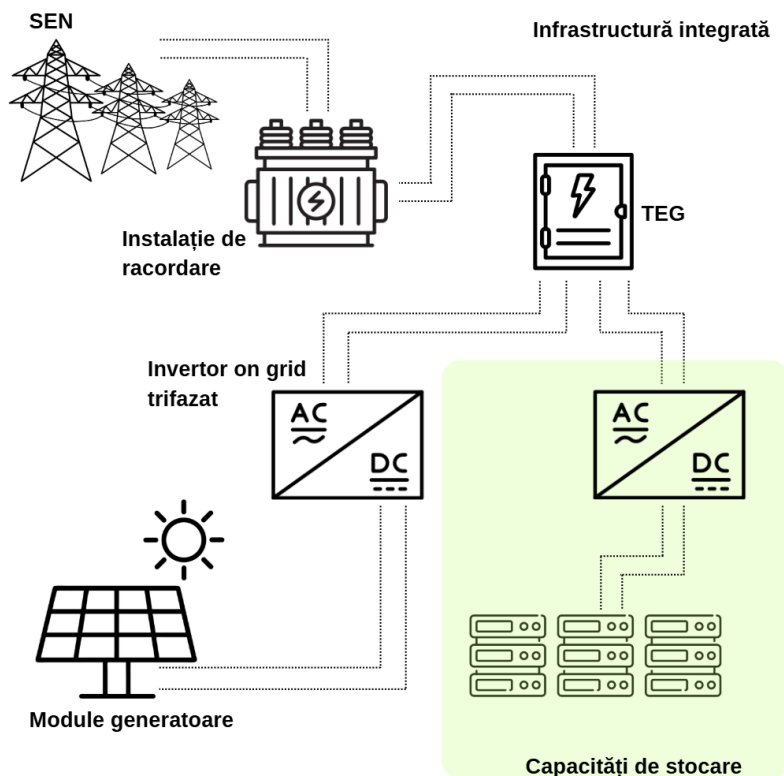
4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e)

4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință

SCENARIUL 1 propune înființarea unei centrale fotovoltaice cu capacitatea de 100 kWp, prin instalarea unui număr de 160 panouri fotovoltaice cu puterea instalată de minim 625W și a unui număr de 2 invertoare trifazate 50 KVA pentru acoperirea autoconsumului de energie electrică pe conturul studiat, cu o capacitate de producție determinată în urma simularilor cu software-ul specific de dimensionare, simulări ce sunt anexate prezentului studiu. Integrată și montată pe același amplasament, se propune înființarea unei capacități de stocare pentru asigurarea înmagazinării energiei produse la puterea nominală instalată a centralei fotovoltaice pentru o durată de minimum 2 ore și maximum 4 ore, conform condiției obligatorii prevăzute de indicatorul AC.5. Soluția tehnică propusă, specifică majorității centralelor fotovoltaice de tip “on grid”, va asigura alimentarea cu energie electrică din sursa fotovoltaică a locurilor de consum ale beneficiarului, energia produsă fiind destinată integral autoconsumului, în proporție de 100%. Injecția în SEN este limitată automat, prin sistemul de management dinamic al puterii, la pragul de injecție de 400 kW per loc de producere. În cadrul suprafeței disponibile se vor amplasa:

- Panouri fotovoltaice, montate pe structura metalică încastrată în teren prin batere cu soneta
- Invertoare trifazate, montate pe structura metalică a panourilor fotovoltaice, în centrele de greutate ale rețelelor
- Rețele electrice subterane și/sau pozate pe structura în curent continuu, de la panouri până la invertoare
- Rețele electrice subterane în curent alternativ, de la panouri până la tabloul electric general și până la postul de transformare
- Capacitate de stocare modulară pentru înmagazinarea energiei produse la puterea nominală instalată a centralei de producere proiectată pentru o durată de minimum 2 ore și maxim 4 ore.
- Rețele electrice subterane în curent alternativ, de la capacitatea de stocare până la tabloul electric general
- Garduri de împrejmuire
- Iluminat perimetral și sistem de supraveghere

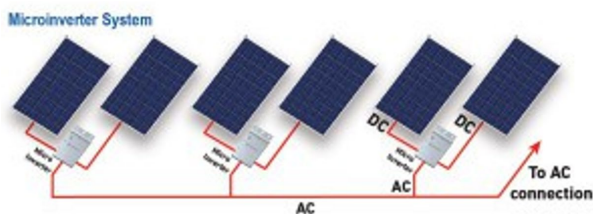
- Executarea instalației de racordare conform Avizului tehnic de racordare ce va fi obținut la faza de proiectare superioară, Proiect tehnic de execuție.



(principiu de funcționare)

Similar Scenariului 1, **SCENARIUL 2** propune de asemenea înființarea unei centrale fotovoltaice cu capacitatea de 100 kWp, prin instalarea unui număr de 160 panouri fotovoltaice cu puterea instalată de minim 625Wp și a unui număr de 160 microinvertoare, pentru acoperirea autoconsumului de energie electrică pe conturul studiat, cu o capacitate de producție determinată în urma simularilor cu software-ul specific de dimensionare, simulări ce sunt anexate prezentului studiu. Aceasta soluție prezintă avantajul unei eficiențe sporite și a unei excelente fiabilități, dar comportă și o serie de dezavantaje la nivel de centrală, cum ar fi:

- transportul energiei în interiorul centralei în curent alternativ, cu pierderi mai mari
- lipsa de pe lista invertoarelor agréate de distribuitorii de energie electrică
- costuri mai mari de achiziție și instalare



(principiu de funcționare instalație de producere Scenariul 2)

Pentru determinarea capacității de stocare necesare a fost analizată curba de producție a instalației fotovoltaice deservite, în care se va integra.

Centrala electrică fotovoltaică proiectată, împreună cu sistemul de stocare integrat, funcționează în regim de autoconsum. Beneficiarul are calitatea de prosumator în sensul art. 3 pct. 95 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare: client final care produce energie electrică din surse regenerabile pentru propriul consum, în spațiul aferent unui punct de delimitare cu rețeaua electrică, și a cărei activitate specifică nu este producerea energiei electrice.

Calitatea de prosumator se referă exclusiv la mecanismul de compensare cantitativă a energiei electrice – decontarea cantitativă a energiei produse și evacuate în rețea cu energia electrică consumată din rețea la locurile de consum ale beneficiarului –, nu la tranzacționarea energiei electrice. Beneficiarul nu vinde și nu tranzacționează energia electrică produsă sau stocată.

Mecanismul de autoconsum: energia produsă la locul de producere acoperă consumul instantaneu al locului de consum la care este racordată centrala, surplusul încarcă sistemul de stocare, iar energia evacuată în punctul de delimitare este preluată prin liniile de distribuție ale operatorului de distribuție și utilizată la celelalte locuri de consum declarate ale beneficiarului (racordate la rețeaua aceluiași operator de distribuție și alimentate de același furnizor), unde se compensează cantitativ cu energia consumată. Autoconsumul se realizează, astfel, prin liniile de distribuție ale distribuitorului de energie electrică, întreaga producție fiind destinată acoperirii consumului beneficiarului.

- își desfășoară activitățile în spațiul propriu aferent unui punct de delimitare cu rețeaua electrică, precizat prin certificatul de racordare;
- produce energie electrică din surse regenerabile pentru propriul consum;
- activitatea specifică nu este producerea energiei electrice;
- consumă, poate stoca și vinde energia electrică produsă din surse regenerabile de energie produsă sau stocată:
 - furnizorului de energie electrică cu care are încheiat contract de furnizare a energiei electrice;
 - consumatorilor racordați la barele centralei electrice,

*Puterea aprobată pentru evacuarea în rețea nu va depăși 400 kW pentru fiecare loc de producere și nici valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare.

4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția

Vulnerabilitățile investiției sunt moderate și în mare parte controlabile prin măsuri tehnice și organizatorice.

Riscurile naturale și cele generate de schimbările climatice se pot referi la:

- a) Factori meteorologici extremi, materializați prin creșterea frecvenței fenomenelor climatice severe (furtuni, grindină, valuri de căldură sau precipitații torențiale) poate afecta echipamentele expuse. Riscul va fi atenuat prin pozarea liniilor electrice numai în subteran, prin achiziționarea unor echipamente de stocare în carcasă industrială cu un grad de protecție minim IP55 și un postament de montaj al echipamentelor de stocare care să asigure o elevație de minim 15 cm deasupra cotei terenului amenajat.
- b) Temperaturi extreme, prin variații mai mari ale temperaturii ambientale. Riscul va fi atenuat prin proiectarea unor echipamente cu un interval extins de funcționare, între -30 °C și +55 °C, dotate cu sisteme de racire lichidă inteligentă și control al temperaturii interne în carcasă.
- c) Seisme și stabilitatea terenului, risc atenuat prin proiectarea judicioasă a fundațiilor

Riscurile antropice se pot referi la:

- a) Riscul de incendiu, dat fiind caracterul electrochimic al instalației de stocare, risc atenuat prin proiectarea unor echipamente dotate cu sistem de stingere bazat pe aerosoli și apă
- b) Securitate fizică și vandalism. Amplasamentul va fi împrejmuit și supravegheat video. Se va prevedea instalație de iluminat zonal, împreună cu montarea sistemului de supraveghere cel puțin în zona ocupată de instalația de stocare, ținând seama de valoarea ridicată a echipamentelor proiectate. De asemenea, carcasele industriale vor fi prevăzute cu incuietori pentru restricționarea accesului neautorizat.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum:

– necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz;

Situația amplasamentului: pe amplasament nu există în prezent instalații de producere sau de stocare a energiei electrice și nu a fost emis anterior un aviz tehnic de racordare pentru un loc de producere; centrala fotovoltaică și sistemul de stocare sunt capacitați noi, care se racordează

conform avizului tehnic de racordare ce va fi emis de operatorul de distribuție. Pentru implementarea sistemului de stocare a energiei electrice (BESS) nu sunt necesare lucrări de relocare a utilităților existente, întrucât instalația se va amplasa în perimetrul tehnologic al centralei fotovoltaice proiectate. Obiectivul de investiții este necesar a fi racordat la rețeaua centralizată de energie electrică (SEN).

– soluții pentru asigurarea utilităților necesare.

Centralele electrice de producere a energiei electrice vor fi racordate la Sistemul Energetic Național (SEN) conform soluției de racordare din Avizul tehnic de racordare. Racordarea sistemului BESS se va realiza la infrastructura electrică proiectată, în aval de tabloul general de joasă tensiune al centralei fotovoltaice, conform schemei electrice avizate de operatorul de distribuție. Puterea totală exportată în rețea (fotovoltaic + stocare) va fi limitată automat, astfel încât să nu depășească puterea maximă aprobată prin Avizul Tehnic de Racordare (ATR).

Pe amplasament nu există instalații de producere sau de stocare a energiei electrice și nici un aviz tehnic de racordare anterior; atât instalația fotovoltaică, cât și sistemul de stocare sunt integral proiectate prin prezenta documentație, iar avizul tehnic de racordare se obține pentru instalațiile proiectate.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Implementarea proiectului privind înființarea unei capacități de producere și stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile nu presupune efecte sociale sau culturale negative asupra comunității locale. Dimpotrivă, proiectul contribuie la îmbunătățirea calității vieții și la dezvoltarea durabilă a localității prin creșterea gradului de utilizare a energiei regenerabile, reducerea dependenței de sursele convenționale și optimizarea costurilor cu energia electrică în sectorul public.

Este anticipat, așadar un impact pozitiv în comunitate, având în vedere că prin implementarea investiției:

- se consolidează siguranța energetică locală, asigurând continuitatea alimentării pentru obiective de interes public (iluminat public, clădiri publice, școli, etc.)
- se generează locuri de muncă temporare în faza de execuție (montaj, testare, lucrări de infrastructură), precum și activități tehnice de întreținere pe termen lung;
- se promovează educația și conștientizarea publică privind energia verde, proiectul având potențial de exemplu de bună practică pentru alte comunități.

Implementarea investiției nu presupune activități care ar putea genera discriminare directă sau indirectă, ci dimpotrivă, oferă oportunități egale pentru toți participanții la procesul de execuție și operare, indiferent de gen, vârstă, origine etnică, orientare religioasă sau apartenență socială.

b) estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;

Se estimează un total de 8–10 locuri de muncă temporare, corespunzătoare lucrărilor de montaj, conectare electrică și testare a echipamentelor BESS.

Descriere calificare	Nr. persoane
Studii superioare (ingineri, coordonatori tehnici, dezvoltatori software)	3
Studii medii (electricieni, tehnicieni)	3
Muncitori calificați	2
Muncitori necalificați	2
Total	10

Sistemul de stocare necesită doar supraveghere tehnică și mentenanță periodică. Număr estimat personal operare: 2 persoane (operator tehnic și specialist mentenanță).

c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;

Proiectul de înființarea unei capacități de producere și stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile se realizează în aceeași incintă pe un teren cu destinație propice unor astfel de construcții. Prin urmare, impactul asupra factorilor de mediu și asupra biodiversității este nesemnificativ, nefiind necesare defrișări, excavații extinse sau modificări ale terenului natural.

Impactul asupra mediului se poate analiza din următoarele perspective:

Impact vizual

- apariția unor echipamente montate pe amplasament
- apariția unor structuri metalice și a unor suprastructuri electrice

Poluare cu metale grele sau alte elemente chimice nocive

- Implementarea proiectului de înființare a unei capacități de producere și stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile nu generează poluare cu metale grele sau alte substanțe chimice periculoase, nici în faza de construcție, nici în cea de exploatare.
- Sistemul de stocare este de tip electrochimic solid închis, bazat pe celule Litium-Fier-Fosfat (LiFePO_4), tehnologie care se caracterizează printr-o compoziție chimică stabilă și nepoluantă, fără utilizarea substanțelor cu risc ridicat.

Surse de poluanți și protecția factorilor de mediu

Protecția calității apei

Procesul tehnologic specific lucrărilor nu are impact asupra calității apei.

Protecția aerului

Tehnologia specifică execuției lucrărilor nu conduce la poluarea aerului decât în măsura în care praful rezultat din amenajarea terenului reduce întrucâtva calitatea acestuia. Pe tot parcursul derulării lucrărilor se iau măsuri de reducere la maximum a prafului, atât prin udare, cât și prin manevrarea cu grijă a utilajelor folosite. Instalațiile proiectate nu produc agenți poluanți pentru aer, în timpul exploatarei neexistând nicio formă de emisie.

Protecția împotriva zgomotului și a vibrațiilor

Instalațiile proiectate nu produc zgomote sau vibrații, cu excepția sistemului de ventilație al sistemului de stocare, dar care produce un zgomot limitat la 70–80 dB. Utilajele specifice transportului instalațiilor necesare pentru realizarea lucrărilor electrice nu vor staționa mult în zonă, timpul de staționare fiind doar cel necesar descărcării materialelor. Funcționarea acestora nu dăunează zonei.

Combustibilul folosit nu se scurge și nu se depune pe sol, neproducând deteriorări ale zonei. Se va respecta programul de liniște legiferat, între orele 22:00 și 6:00.

Protecția împotriva radiațiilor

Instalațiile proiectate nu produc radiații poluante pentru mediul înconjurător, oameni și animale. Radiațiile electromagnetice produse nu au un nivel semnificativ de impact asupra mediului.

Protecția solului și subsolului

Lucrările din prezentul proiect nu poluează mediul decât prin faptul că apare, la pozarea cablului de alimentare (cablul etanș, confecționat din materiale greu degradabile), un corp străin, dar acesta este protejat prin tehnologia de lucru utilizată, ceea ce conduce implicit la protecția solului și subsolului.

De asemenea, platforma din beton destinată instalației de stocare nu produce efecte nocive asupra solului și subsolului.

Protecția ecosistemelor terestre

Lucrările din prezentul proiect nu au impact asupra ecosistemului terestru. Ecosistemul acvatic nu există în zona de lucru.

Protecția așezărilor umane și a altor obiective de interes public

Se vor lua măsuri ca efectele asupra zonelor populate adiacente executării lucrărilor să fie minime.

Gospodărirea deșeurilor

Ca urmare a lucrărilor ce se vor efectua, vor rezulta o serie de deșeuri, cum ar fi: cabluri și părți metalice ale armăturilor, ambalaje etc. Aceste deșeuri sunt așezate, pe măsura producerii lor, în imediata apropiere a zonei de lucru, îngrădită cu panouri de protecție, fiind evacuate ritmic spre zone de depozitare cu ajutorul mijloacelor de transport ale executantului, care le va preda beneficiarului.

Pământul rezultat din săpătură se va putea redistribui pe amplasament sau muta în zonele din afara localității, acesta nefiind un deșeu.

Gospodărirea substanțelor toxice și periculoase

Nu se folosesc substanțe toxice și periculoase în execuția lucrărilor. La finalul duratei de viață, bateriile vor fi demontate și predate operatorilor autorizați pentru reciclare și recuperarea materialelor. Conform **Regulamentului (UE) 2023/1542** privind bateriile și deșeurile de baterii, producătorii și deținătorii sunt obligați să asigure colectarea separată și reciclarea completă, evitând orice poluare cu metale grele sau substanțe chimice periculoase.

Sinteza analizei DNSH

Proiectul respectă principiul „de a nu prejudicia în mod semnificativ” (DNSH), conform Regulamentului (UE) 2020/852 și Regulamentului delegat (UE) 2021/2139, pe întregul ciclu de viață (implementare, operare, dezafectare). Analiza completă este prezentată în Declarația privind respectarea principiului DNSH și Autoevaluarea (anexă la SF, depusă la „Alte documente” din CF).

Tabelul 4.4.c-1. Sinteza evaluării DNSH

Obiectiv de mediu	Evaluare de fond (Partea 1)	Concluzia evaluării	Măsuri principale prevăzute prin proiect	Trimitere
Atenuarea schimbărilor climatice	DA	nu prejudiciază	energie solară 100% autoconsum; 73,82 tCO ₂ /an evitate	SF §5.4.b; anexa DNSH
Adaptarea la schimbările climatice	DA	nu prejudiciază	structuri dimensionate la s _{0,k} = 1,5 kN/m ² și q _{ref} = 0,4 kPa; fundare sub h _{îng} = 90 cm; BESS climatizat; SR EN 62305	SF §3.1, §4.2; anexa DNSH
Utilizarea durabilă a resurselor de apă	NU – N/A	–	N/A, conform Regulamentului delegat (UE) 2021/2139	anexa DNSH
Tranziția către o economie circulară	DA	nu prejudiciază	≥ 70% deșeuri C&D valorificate; DEEE (OUG 5/2015); baterii prin operatori autorizați	SF §7.3, §7.5
Prevenirea și controlul poluării	NU – N/A	–	N/A, conform Regulamentului delegat (UE) 2021/2139	anexa DNSH
Biodiversitate și ecosisteme	DA	nu prejudiciază	extravilan, categoria „curți-construcții”, nu fond forestier; procedura Legii 292/2018	SF §3.1.a, §6.3; anexa DNSH

Biodiversitate și situri protejate: amplasamentul este situat în extravilanul comunei, categoria de folosință „curți-construcții”, nu este inclus în circuitul agricol, nu este inclus în fondul forestier și nu reprezintă un teren cu valoare ridicată a biodiversității; actul final de reglementare pentru protecția mediului, emis conform Legii nr. 292/2018, va fi depus cel târziu în etapa de precontractare. Terenul, situat în extravilan, are categoria de folosință „curți-construcții” și nu este inclus în circuitul agricol; dovada (extras de carte funciară / certificat de urbanism) se prezintă înainte de depunerea cererii de prefinanțare sau a primei cereri de rambursare, oricare dintre acestea survine prima.

Proiectul nu prejudiciază în mod semnificativ niciunul dintre cele șase obiective de mediu.

d) impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.

Nu se înregistrează niciun impact asupra contextului natural și antropic în care acesta se integrează.

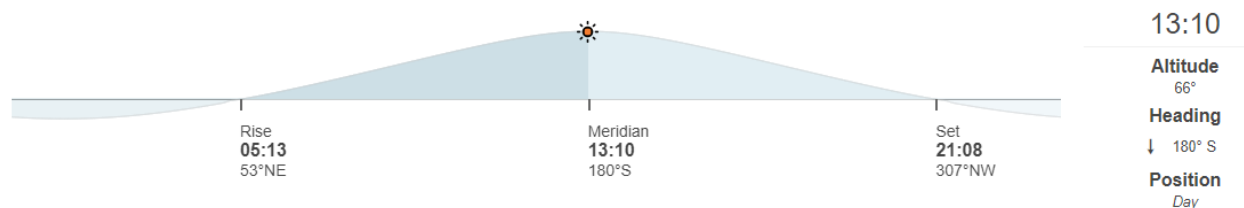
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții

4.5.1 Analiza instalației de producere

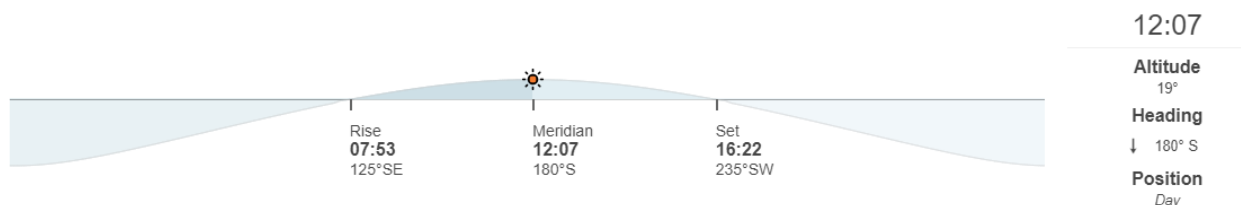
Moment studiat	Rasarit	Apus
Solstitiu de vara (21 iunie)*	05:34	21:19
Solstitiu de iarna (22 decembrie)*	08:05	16:44

*În astronomie, se numesc solstiții cele două momente din an când planul determinat de centrul

Soarelui și de axa de rotație a Pământului este perpendicular pe planul orbitei Pământului. În cele două momente ale anului unghiul făcut de razele soarelui cu orizontul la amiază este cel mai mare (vara) sau cel mai mic (iarna) din an. Variația acestui unghi în cursul anului se explică prin aceea că axa de rotație a Pământului nu este perpendiculară pe orbita lui.

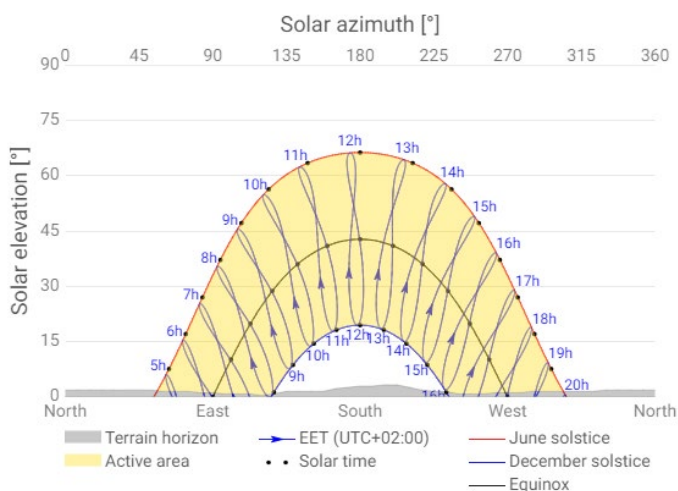


(Rasarit si apus Solstitiu de vara)



(Rasarit si apus Solstitiu de iarna)

Horizon and sunpath

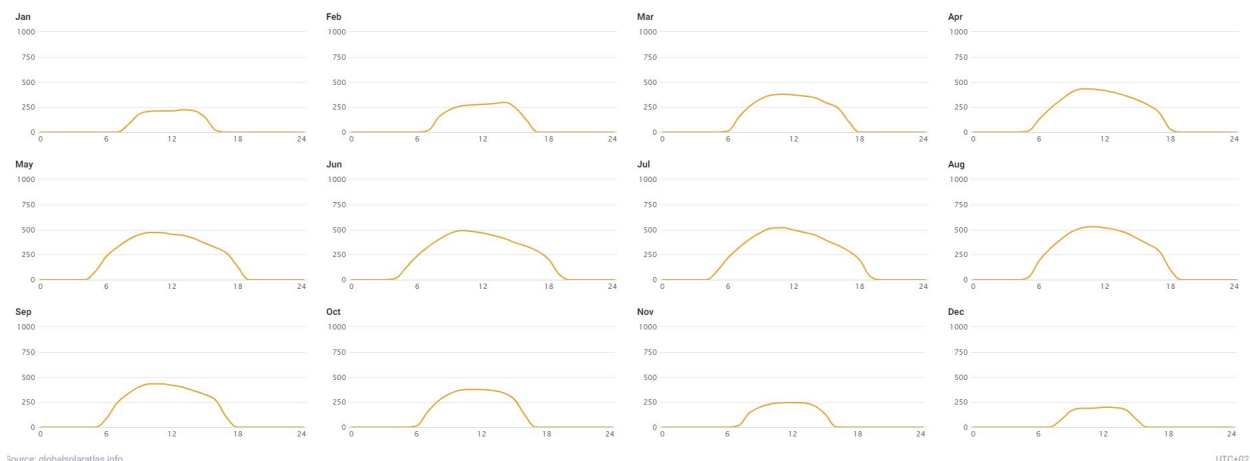


(Diagrama elevatie-azimut)

4.5.2 Caracteristici solare

Parametru	Valoare
Iradiatia globala in planul modulelor (inclinare 38°, azimut -2°)	1.593,82 kWh/m2/an
Productia specifica estimata	1.254,39 kWh/kWp/an
Variabilitatea de la an la an	4.660,32 kWh

Utilizand pozitia geografica si software-ul GlobalAtlas, pus la dispozitie de Banca Mondiala, au fost stabiliti profilele orare de insorire, in functie de fiecare luna in parte:

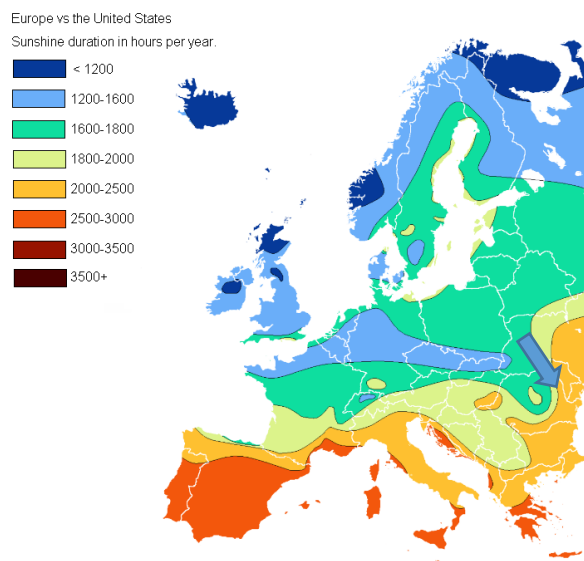


(Profile orare de insorire)

Totodata, a fost stabilit numarul de ore de functionare a instalatiilor proiectate, pe baza informatiilor furnizate de software-ul GlobalAtlas, cat si a hartii de insorire:



(Numarul de ore de functionare ale instalatiilor)



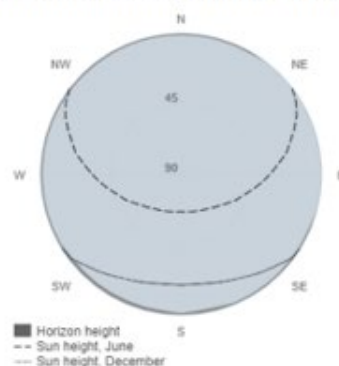
(Harta numarului de ore insorite anual)

Raportat la productia de energie electrica, a fost calculata estimativ productia centralei electrice fotovoltaice pentru acoperirea autoconsumului.

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Outline of horizon at chosen location:



(Graficul de productie)

Productia estimata de energie electrica se cifreaza la 125.438,50 kWh anual, in primul an de la punerea in functiune. Defalcata lunar, productia de energie se va prezenta astfel:

Productie lunara estimata	
Luna	Productia estimata (kWh)

Ianuarie	5.679,20
Februarie	7.318,30
Martie	11.250,80
Aprilie	12.179,80
Mai	12.937,10
Iunie	13.261,40
Iulie	14.409,10
August	14.030,00
Septembrie	11.921,20
Octombrie	10.495,00
Noiembrie	6.893,20
Decembrie	5.063,40
TOTAL ANUAL:	125.438,50

(Productia lunara estimata)

Astfel, analizand valorile la nivel anual, nu exista situatii in care productia de energie electrica sa depaseasca nivelul consumului, decat in situatia ipotetica in care consumurile de energie vor scadea dramatic, ca urmare a unor masuri de eficientizare energetica pe care beneficiarul le poate lua, ulterior prezentei analize energetice si implementarii obiectivului de investitii propus.

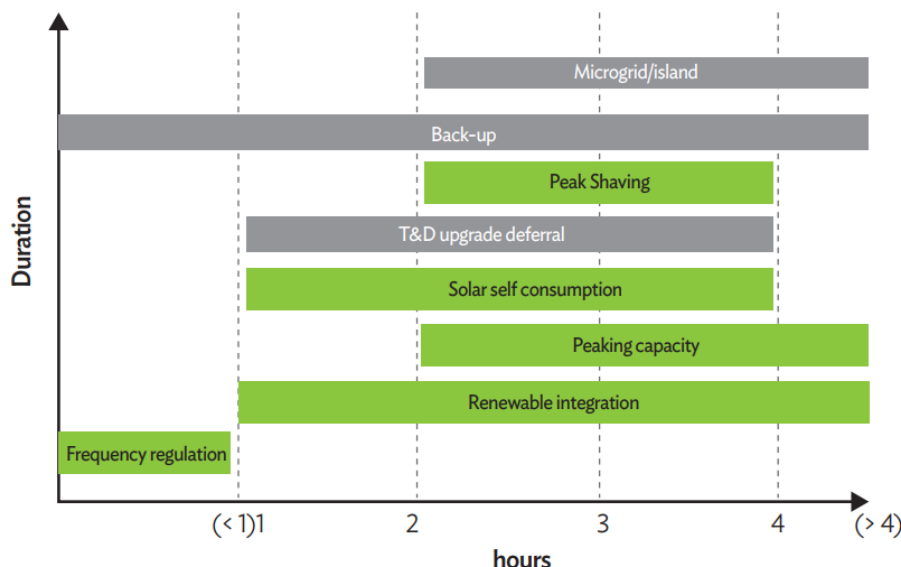
4.5.3 Analiza instalației de stocare

Plecând de la obiectivele specifice ale proiectului, ținând seama de obiectivele generale și specifice urmărite prin implementarea investiției se desprind următoarele concluzii care conduc la dimensionarea capacității de stocare:

- Puterea instalată a instalației fotovoltaice propuse este de 100 kWp.
- Profilul consumatorului, conform auditului electroenergetic, este mixt (componentă continuă, diurnă și nocturnă): principalul consumator îl reprezintă alte locuri de consum (100,0% din consumul anual); ponderea estimată a consumului din intervalul nocturn este de $\approx 42\%$.
- Obiectivul proiectului este de înmagazinare a energiei electrice produse și utilizarea acesteia în condiții de echilibrare, cât și atunci când consumul de energie o impune iar producția de energie este scăzută sau inexistentă
- Coeficientul DoD al tehnologiilor analizate (DoD = 90% pentru oricare dintre cele două tehnologii)
- Gradul de autodescărcare al tehnologiilor analizate (maxim 10% pentru oricare dintre cele două tehnologii)

- Fluxurile cumulate de valoare pentru proiecte de sisteme de stocare a energiei în baterii relevă avantaje pentru durate cuprinse între 2 și 4 ore pentru integrarea surselor regenerabile, conform graficului de mai jos:

Figure 2.1: Stackable Value Streams for Battery Energy Storage System Projects



BESS = battery energy storage system, T&D = transmission and distribution.

Source: Korea Battery Industry Association 2017 “Energy storage system technology and business model”.

Se determină astfel un necesar de stocare cuprins între 2 și 4 ore raportat la puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice, conform condiției obligatorii prevăzute de indicatorul AC.5 din Ghidul solicitantului. Necesarul de stocare a fost stabilit după formula:

$$2 \text{ h} \times P_{\text{PV}} \leq E_{\text{stoc}} \leq 4 \text{ h} \times P_{\text{PV}}$$

unde

E_{stoc} – Capacitatea nominală a sistemului de stocare

P_{PV} – Puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice propuse prin proiect, determinată ca valoarea cea mai mică dintre suma puterilor nominale ale invertoarelor și puterea totală instalată în panouri

În etapa de configurare a echipamentului, întrucât sistemul se realizează din module cu capacitate discretă, rezultatul calculat se transpune într-un număr întreg de module, prin rotunjire în sus, cu condiția ca valoarea rezultată să rămână în banda $2 \text{ h} \times P_{\text{PV}} \leq E_{\text{stoc}} \leq 4 \text{ h} \times P_{\text{PV}}$:

- $N = \text{rotunjire în sus} (E_{\text{stoc}} / \text{capacitatea nominală a unui modul})$
- $E_{\text{stoc}}(\text{instalată}) = N \times \text{capacitatea nominală a unui modul}$

Aşa cum a fost determinat pe baza caracteristicilor tehnice ale instalației de producere, cu o putere instalată de 100 kWp, ținând seama de obiectivele urmărite prin implementarea obiectivului de investiții, și anume:

- Echilibrarea fluxurilor de energie din rețeaua locală, prin intermediul sistemului de stocare, care asigură reglaj de putere activă/reactivă, amortizarea vârfurilor de sarcină și stabilizarea tensiunii
- Diminuarea puterii absorbite din rețea în intervalele orare cu tarif ridicat prin utilizarea energiei stocate.
- Captarea surplusului de producție fotovoltaică în perioadele de iradiere ridicată și utilizarea acestuia în orele cu producție scăzută sau absentă.
- Reducerea pierderilor generate de limitările de evacuare (curtailment) și maximizarea utilizării energiei regenerabile produse local.
- Asigurarea unei surse tampon de energie care reduce solicitările rețelei și contribuie la echilibrarea consumului.
- Scăderea dependenței de energia achiziționată din rețea.
- Creșterea ponderii energiei regenerabile utilizate în autoconsumul al UAT (iluminat public, ca principal consumator, stații de reîncărcare autovehicule electrice, echipamente, consum energetic clădiri publice, etc.)

Necesarul de stocare se stabilește în banda obligatorie de 2-4 ore raportată la puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice, respectiv $2 \text{ h} \times P_{PV} \leq E_{\text{stoc}} \leq 4 \text{ h} \times P_{PV}$, durata exprimând raportul Energie [kWh] / Putere [kW], adică timpul pe care sistemul BESS îl poate susține la puterea nominală. Durata concretă de stocare, cuprinsă între 2 și 4 ore, va fi stabilită pentru fiecare proiect în funcție de profilul de consum, producția fotovoltaică estimată și energia medie disponibilă pentru încărcarea sistemului.

Poziționarea optimă pentru proiectul de stocare co-localizat cu parc FV și consum nocturn se află în intervalul **2–4 ore**, la intersecția aplicațiilor:

- Solar self-consumption (autoconsum)
- Peak shaving (aplatizarea curbilor de sarcină)
- Renewable integration (integrarea surselor regenerabile)

În aceasta ipoteză de calcul necesarul de stocare este calculat astfel:

$E_{\text{nom,min}} = 2 \text{ h} \times P_{PV} / \text{DoD} = 2 \times 100 \text{ kW} / 0,90 = 222,2 \text{ kWh}$; configurația aleasă: $1 \times 261 \text{ kWh} = 261 \text{ kWh}$, respectiv $E_{\text{util}} = E_{\text{nom}} \times 0,90 = 234,9 \text{ kWh}$ și o durată de stocare de 2,35 h ($2 \text{ h} \times P_{PV} \leq E_{\text{util}} \leq 4 \text{ h} \times P_{PV}$).

Din analiza tehnologiilor existente pe piață la ora actuală, se remarcă utilizarea unor soluții modulare cu capacitatea de stocare de 261 kWh pe modul (configurația proiectului: $1 \times 261 \text{ kWh}$

= 261 kWh, $E_{util} = 234,9$ kWh la DoD 90%), montarea acestor module facându-se cu satisfacerea necesarului minim de stocare calculat.

4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară

Analiza financiară a avut la bază studiul investiției minime, realizat pe principiul eficienței utilizării fondurilor publice. Prin comparație, cele două scenarii implică următoarele costuri de realizare:

Denumire	Cost fara TVA	TVA	Cost total
Scenariul 1	767.710,66	160.992,18	928.702,84
Scenariul 2	856.249,72	179.572,19	1.035.821,91

În acest fundament, a fost analizat financiar scenariul optim selectat din punct de vedere economic.

Analiza financiară este prezentată ca anexă la prezentul studiu de fezabilitate.

Analiza financiară pentru proiectul de investiții propus a fost întocmită în baza Ghidului pentru Analiza Cost-Beneficiu a proiectelor de investiții (Fondul European pentru Dezvoltare Regională, Fondul de Coeziune și ISPA) și a Documentului Cadru nr. 4 – „Guidance on the Methodology for Carrying out Cost-Benefit Analysis”. Orizontul de analiză este desfășurat pe o perioadă de 20 de ani de operare, plus perioada de implementare.

Analiza financiară are ca scop utilizarea previziunilor fluxului de numerar al proiectului pentru a determina indicatorii de performanță financiară, precum:

- fluxul cumulat,
- rata internă de rentabilitate a investiției sau a capitalului,
- valoarea netă actualizată corespunzătoare.

De asemenea, analiza financiară are rolul de a furniza informații cu privire la fluxurile de intrări și ieșiri, la structura veniturilor (dacă este cazul) și la cheltuielile necesare implementării proiectului, dar și de-a lungul perioadei previzionate, în vederea determinării durabilității financiare și a calculului principalilor indicatori de performanță financiară. **Analizand capitolele anterioare, s-a ales varianta cea mai matură din punct de vedere tehnologic, care propune înființarea unei capacități de producere a energiei electrice cu invertoare trifazate și o capacitate de stocare de 0,261 MWh utilizând tehnologia LFP.**

În vederea întocmirii analizei financiare, s-au avut în vedere următoarele elemente:

- Orizontul de timp;
- Determinarea costurilor totale;

- Veniturile generate de proiect;
- Costuri de functionare si intretinere;
- Valoarea reziduala a investitiei;
- Determinarea ratei actualizarii;
- Determinarea indicatorilor de performanta;
- Surse de finantare.

Ipoteze in evaluarea alternativelor (scenariilor/ipoteze la diferite niveluri, ipoteze privind analiza financiara si analiza economica)

Gradul de interes crescut al beneficiarului pentru infiintarea unei capacități de producție și stocare și aportul pe care il aduce la neutralitatea climatica si la echilibrarea locală a rețelei, confirmă intenția de susținere a investiției atât pe perioada de implemetare, cât și ulterior acesteia.

Realizarea unei centrale electrice fotovoltaice performante, in concordata cu standardele Uniunii Europene, poate fi realizata numai prin conceperea unor solutii bine fundamentate si cu efecte benefice pe termen lung.

Solicitantul va asigura vizibilitatea proiectului si va face cunoscute beneficiile acestuia, utilizand in acest scop toate mijloacele pe care le are la dispozitie, ca de exemplu: pagina web a primariei.

Premizele care au sta la baza intocmirii analizei financiare sunt:

- Anul 2026 este considerat anul de referinta al proiectului.
- Durata de realizare a investitiei este de 12 de luni (dupa semnarea contractului de finantare).
- Durata medie de viata a investitiei este:

Activ	Durata de viata (ani)
Lucrari constructii si instalatii	25
Utilaje	10
Dotari	5
TOTAL	

- Perioada de referinta:

Conform recomandarii Comisiei Europene in Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014 - 2020, pentru “energy”, perioada de referinta este cuprinsa intre 15-25 ani.

http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf, pag.42

- Perioada de analiză = 20 de ani de operare (perioada de referință a indicatorului I.4 din Ghid), plus 1 an pentru implementarea investiției.
- Realizarea analizei financiare a proiectului a vizat preturi constante si a respectat metoda incrementală.
- Metodologia fluxului de numerar actualizat se bazează pe fluxuri de numerar efective, fiind eliminate fluxurile nonmonetare cum ar fi amortizarea si provizioanele. Cheltuielile neprevăzute din Devizul general (capitolul 7) nu au fost incluse în fluxurile de numerar ale analizei, întrucât nu constituie o cheltuială efectivă, ci o rezervă pentru atenuarea anumitor riscuri.
- Analiza folosește preturi constante.
- Valoarea reziduală nu s-a luat în calcul (metodă conservatoare).

Evoluția prezumată a tarifelor.

Calculul tarifului pentru acest tip de investiție este irelevant deoarece Beneficiarul investiției nu impune o taxă pentru utilizatorii acesteia, care să fie în concordanță cu cheltuielile de mentenanță.

În această calitate, beneficiarul:

- produce energie electrică din surse regenerabile pentru autoconsum;

Cheltuielile de întreținere și reparații curente se planifică în bugetul beneficiarului, de unde sunt suportate în întregime.

Evoluția prezumată a costurilor de operare (servicii existente, personal, energie, operarea noilor investiții, întreținerea de rutină și reabilitări):

Pe lângă costurile de investiție, proiectul generează și cheltuieli pe termen lung, asociate întreținerii și reparațiilor structurii modernizate, reprezentând cheltuieli ulterioare etapei de implementare.

Costurile de exploatare sunt reprezentate de costurile cu mentenanța și înlocuirile aferente noii infrastructuri create prin proiect.

Costurile de operare utilizate de proiectantul investiției sunt :

Categorie de costuri	Activități estimate	Buget anual	Recurență
Mentenanță preventivă	inspecție electrică și mecanică, termografie, verificare conexiuni, test funcțional	8.000 lei	1 dată pe an
Subscripții software	Licențe de management al instalației	15.000 lei	1 dată pe an
Piese de schimb și consumabile	siguranțe, contacte, accesorii HVAC, garnituri, ulei/lichid răcire, senzori consumabili	1.500 lei	Provizion anual

Mentenanță evolutivă	upgrade firmware echipamente, *update software de management	3.000 lei *inclus in subscriptie	1 dată pe an
Mentenanță accidentală	intervenții neplanificate, manoperă + piese neacoperite de garanție sau în afara garanției	3.000 lei	Provizion anual
Administrative	Cosit iarbă, desprăfuire, curățenie, etc.	8.000 lei	/an, cu plată lunară
Asigurări	incendiu, inundație, răspundere civilă	2.000 lei	1 dată pe an
TOTAL:		40.500 lei	/an

Evoluția prezumată a beneficiilor (venituri ipotetice, egale cu economiile la factura de energie electrică – proiectul nu produce efectiv venituri)

De asemenea, instalația de stocare va reduce fenomenul de curtailment (limitare a producției).

Analiza cost beneficiu

Analiza financiară (modelul financiar, proiecțiile financiare, sustenabilitatea proiectului)

Indicatorii utilizați în analiza financiară sunt:

- Valoare actualizată netă
- Coeficient finanțare
- Raportul beneficiu/cost
- Valoarea actuală netă economică
- Rata internă a rentabilității economice
- Fluxul de numerar cumulat actual

Comisia Europeană recomandă dezvoltarea analizei financiare și determinarea acestor indicatori în două situații;

- luându-se în considerare toate costurile investiției – indicatorii rentabilității financiare a investiției;
- luându-se în considerare numai contribuția națională și a beneficiarului la costurile eligibile și costurile ne-eligibile, adică capitalul investit – indicatorii rentabilității financiare a capitalului investit.

Indicatorii proiectului rezultați în urma analizei financiare sunt:

CONCLUZIE: Indicatorii calculați în cadrul analizei financiare se încadrează în următoarele limite:

- Valoarea actualizată netă financiară VANF/C = 456.582,90 lei (> 0);

Valoarea actualizată netă financiară (VANF/C)	456.582,90
Rata internă de rentabilitate financiară (RIRF/C)	11,82%
Valoarea actualizată a veniturilor	1.757.267,58

Valoarea actualizata a cheltuielilor de investitie	748.623,51
Valoarea actualizata a cheltuielilor de exploatare	552.061,17
Raport beneficiu/cost financiar	1,35
Perioada de recuperare a investitiei	8

Analiza cost-beneficiu a fost actualizată pe baza valorilor din Documentația economică, a producției $P_{an} = 125.438,50$ kWh/an și a tarifului mediu evitat de 1,1600 lei/kWh (cu TVA) – preț mediu estimat al energiei electrice pentru clienții noncasnici din România – 1,16 lei/kWh (ANRE, prețul mediu plătit de consumatorii noncasnici în 2025, date prezentate de vicepreședintele ANRE, economica.net, 19.11.2025); valoarea este considerată în analiză ca preț final cu TVA (ipoteză conservatoare). Tariful este un tarif mediu estimat, utilizat exclusiv pentru cuantificarea teoretică a beneficiilor (economii la factura de energie electrică). Beneficiul financiar constă exclusiv în reducerea cantității de energie electrică achiziționate de beneficiar și a cheltuielilor publice aferente; energia este destinată în proporție de 100% autoconsumului. Ipotezele și fluxurile de numerar sunt prezentate în anexa ACB (fișier de calcul).

Indicator financiar	Valoare
VANF/C – valoarea actualizată netă a investiției (5%)	456.582,90 lei
RIRF/C – rata internă de rentabilitate a investiției	11,82 %
VANF/K – valoarea actualizată netă a capitalului propriu	1.029.908,73 lei
RIRF/K – rata internă de rentabilitate a capitalului	59,31 %
Raport B/C financiar	1,35
Perioada de recuperare (flux cumulat ≥ 0)	8 ani de operare
Ajutor public nerambursabil (ELIGIBIL FINAL cu TVA)	573.325,83 lei

Ipotezele analizei: perioada de referință 20 de ani de operare plus 1 an de implementare; rata de actualizare financiară și rata socială de actualizare de 5%; degradarea anuală a producției de 0,4%; costul de înlocuire a echipamentelor, în anul 15 de operare, egal cu 25% din valoarea capitalului 4.3 al devizului general (integral), respectiv 98.419,89 lei cu TVA; costuri de operare și întreținere de 40.500 lei/an; valoare reziduală nulă.

Analiza cost-beneficiu reprezintă o cuantificare teoretică. Proiectul nu va produce efectiv venituri: energia produsă și stocată este destinată în proporție de 100% autoconsumului beneficiarului, iar „veniturile” (beneficiile) determinate în analiză sunt ipotetice, fiind raportate la economiile realizate de beneficiar prin reducerea cantității de energie electrică achiziționate din rețea.

Sustenabilitatea financiară este asigurată: fluxul de numerar cumulat devine pozitiv în perioada de operare, iar costurile de operare și întreținere (40.500 lei/an) și costul de înlocuire a echipamentelor sunt acoperite din economiile la factura de energie electrică.

- Raportul beneficiu/cost = 1,35 (> 1).

Rezultatele au caracter teoretic: valorile pozitive ale indicatorilor reflectă economiile ipotetice la factura de energie electrică, proiectul nefiind generator de venituri. Mobilul realizării investiției

este contribuția la beneficiile sociale și de mediu și reducerea cheltuielilor publice cu energia electrică, finanțarea nerambursabilă fiind esențială în decizia de a investi, în lipsa resurselor financiare proprii ale beneficiarului.

4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate

Tariful energiei electrice utilizat în analizele financiară, economică, de sensibilitate și de riscuri (1,16 lei/kWh) este un tarif mediu estimat pentru clienții noncasnici (ANRE, 2025), iar rezultatele reprezintă o cuantificare teoretică: proiectul nu produce venituri, beneficiile fiind economiile ipotetice la factura de energie electrică.

Analiza economică s-a realizat la prețuri fără TVA, cu rata socială de actualizare de 5%; beneficiile economice cuprind costul resursei evitate și valoarea emisiilor de CO₂ evitate ($1.2 \times$ prețul de piață estimat al certificatelor de emisii EUA de 88 EUR/tCO₂ – contract EUA decembrie 2026, cotație septembrie 2026 –, constant pe perioada de analiză).

Indicator economic	Valoare
VANE – valoarea actualizată netă economică (5%)	790.184,61 lei
RIRE – rata internă de rentabilitate economică	18,21 %
Raport B/C economic	1,73

Proiectul este oportun din punct de vedere socio-economic: $VANE > 0$, $RIRE > 5\%$ și $B/C > 1$.

Conform HG 907/2016 *Prin excepție de la prevederile pct. 4.7 și 4.8, în cazul obiectivelor de investiții a căror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, se elaborează analiza cost-eficacitate.*

Analiza cost-eficacitate are ca scop evaluarea relației dintre costurile totale ale proiectului și rezultatele măsurabile obținute, în situațiile în care beneficiile nu pot fi cuantificate integral în termeni monetari, dar pot fi exprimate prin indicatori de performanță tehnică, energetică sau de mediu.

În cazul prezentului proiect, analiza cost-eficacitate este utilizată pentru a demonstra **eficiența utilizării fondurilor publice** prin raportarea investiției la efectele sale tangibile, precum:

- Capacitatea instalată de producere a energiei electrice (MWp)
- capacitatea instalată de stocare a energiei (MWh);
- energia regenerabilă suplimentară valorificată prin evitarea curtailment-ului (MWh/an);
- reducerea pierderilor de energie din surse regenerabile (%);

- creșterea gradului de autoconsum și reducerea dependenței față de rețea (%);
- contribuția la reducerea emisiilor de CO₂ (tone/an).

Așa cum se poate observa, efectele tangibile sunt în directă legătură cu indicatorul tehnic capacitatea instalată de stocare a energiei, exprimată în MWh, care determină implicit ceilalți indicatori. Astfel, indicatorul principal de eficacitate este determinat prin raportul:

CE = Cost total al investiției (fără TVA) / capacitatea instalată de stocare E_{stoc} [lei/kWh];
indicatori complementari: CE_E = Cost total / producția pe perioada de referință (I.4 = 2.508,77 MWh) [lei/MWh] și CE_{CO₂} = Cost total / emisiile de GES evitate pe perioada de referință (I.2 × 20 ani = 1.476,41 tCO₂) [lei/tCO₂]. Capacitatea de stocare, producția și emisiile evitate sunt identice în cele două scenarii (aceeași capacitate de producție și de stocare), diferind numai costul investiției.

Raportul Cost-Eficacitate are următoarele valori:

SCENARIUL 1: CE = 767.710,66 lei / 261 kWh = 2.941,42 lei/kWh; CE_E = 306,01 lei/MWh; CE_{CO₂} = 519,98 lei/tCO₂.

SCENARIUL 2: CE = 856.249,72 lei / 261 kWh = 3.280,65 lei/kWh; CE_E = 341,30 lei/MWh; CE_{CO₂} = 579,95 lei/tCO₂.

Scenariul 1 are un cost pe unitatea de efect cu 10,3% mai mic decât Scenariul 2, fiind scenariul cu cea mai bună eficacitate a costurilor și scenariul recomandat. Analiza nu utilizează tariful energiei electrice; indicatorii ACB bazați pe tarif au caracter teoretic.

4.8. Analiza de sensibilitate

Tariful energiei electrice utilizat în analizele financiară, economică, de sensibilitate și de riscuri (1,16 lei/kWh) este un tarif mediu estimat pentru clienții noncasnici (ANRE, 2025), iar rezultatele reprezintă o cuantificare teoretică: proiectul nu produce venituri, beneficiile fiind economiile ipotetice la factura de energie electrică.

Analiza de sensibilitate (anexa ACB) a variat cu ±10% și ±20% investiția, producția, tariful evitat și costurile de operare. Rezultatele (lei):

Variabilă	VANF/C -20%	VANF/C +20%	VANE -20%	VANE +20%
Investiție	606.307,60	306.858,20	913.961,57	666.407,66
Producție	105.129,39	808.036,42	417.120,96	1.163.248,27
Tarif evitat	105.129,39	808.036,42	499.727,16	1.080.642,07
Cost O&M	557.526,81	355.639,00	873.609,33	706.759,90

Variabilele critice sunt producția și tariful evitat; indicatorii rămân pozitivi în toate cazurile analizate.

Conform HG 907/2016 *Prin excepție de la prevederile pct. 4.7 și 4.8, în cazul obiectivelor de investiții a căror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, se elaborează analiza cost-eficacitate.*

4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor

Tariful energiei electrice utilizat în analizele financiară, economică, de sensibilitate și de riscuri (1,16 lei/kWh) este un tarif mediu estimat pentru clienții noncasnici (ANRE, 2025), iar rezultatele reprezintă o cuantificare teoretică: proiectul nu produce venituri, beneficiile fiind economiile ipotetice la factura de energie electrică.

Managementul riscurilor presupune următoarele etape:

- conceperea planului de management al riscurilor;
- identificarea riscurilor;
- analiza calitativă a riscurilor;
- elaborarea planului de măsuri pentru contracararea/ evitarea riscurilor;
- monitorizarea riscurilor identificate și identificarea unor noi amenințări.

1. Conceperea planului de management al riscurilor presupune în primul rând cunoașterea caracteristicilor esențiale ce definesc riscurile iar, în al doilea rând, cunoașterea tuturor celor implicate în derularea proiectului și măsura în care ei pot participa la procesul de identificare și contracarare a riscurilor.

2. Identificarea riscurilor

Riscurile proiectului au fost identificate pornind de la analiza cauzelor aplicată asupra matricei cadrului logic al proiectului.

Riscurile proiectului au fost identificate pornind de la analiza cauzelor potențiale de întârziere, neîndeplinire a indicatorilor sau creștere a costurilor, raportate la activitățile din matricea logică a proiectului.

Nivelul 1 – Riscuri operaționale în implementare

- Întârzieri în livrarea echipamentelor din cauza problemelor din lanțul de aprovizionare.
- Întârzieri în obținerea avizelor, autorizațiilor și aprobărilor necesare.
- Coordonare deficitară între proiectant, antreprenor și furnizori.
- Creșterea neprevăzută a costurilor de materiale și echipamente.
- Lipsa sau indisponibilitatea personalului calificat pentru lucrări de montaj.
- Condiții meteorologice nefavorabile care pot întârzia execuția (ploi abundente, îngheț).
- Erori în execuție sau neconformități tehnice apărute în timpul lucrărilor.
- Accidente de muncă sau incidente SSM în șantier.
- Probleme de logistică privind transportul echipamentelor grele la amplasament.

- Neconcordanțe între planificarea financiară și fluxul efectiv de plăți (întârzieri la rambursare / decontare).

Nivelul 2 – Riscuri tehnice și de exploatare

- Defecțiuni ale sistemului de stocare (baterii, module, sistem de management).
- Pierderea performanței celulelor de stocare în timp (degradare accelerată).
- Neconcordanță între sistemul fotovoltaic proiectat și sistemul de stocare (integrare software / hardware).
- Defecțiuni ale sistemului de ventilație și răcire a bateriilor.
- Riscuri de incendiu, supratensiuni sau scurtcircuite în instalații.
- Erori de calibrare a sistemului de monitorizare și control (SCADA, BMS).
- Pierderi de date sau erori de comunicare între echipamentele de control.
- Lipsa mentenanței preventive periodice.

Nivelul 3 – Riscuri externe și de context

- Condiții meteorologice extreme (furtuni, grindină, caniculă, ger).
- Schimbări legislative sau fiscale privind producerea energiei din surse regenerabile pentru autoconsum.
- Fluctuații semnificative ale prețului energiei electrice pe piață.
- Creșteri ale dobânzilor sau inflației care afectează costurile financiare.
- Riscuri de securitate cibernetică asupra sistemelor de control.
- Lipsa stabilității politice sau a politicilor de sprijin pentru energia verde.
- Probleme în rețeaua de distribuție (întreruperi, limitări de putere, curtailment).
- Dezastre naturale (inundații, cutremure, incendii naturale).
- Riscuri reputaționale (opinia publică, comunitate locală, ONG-uri de mediu).
- Întârzieri în plățile din fonduri publice / europene din cauze administrative externe.

Nr.	Risc identificat	Impact (1–5)	Probabilitate (1–5)	Nivel de risc	Clasificare
1	Întârzieri în livrarea echipamentelor din cauza problemelor din lanțul de aprovizionare	4	3	12	Mediu
2	Întârzieri în obținerea avizelor, autorizațiilor și aprobărilor necesare	3	3	9	Mediu
3	Coordonare deficitară între proiectant, antreprenor și furnizori	4	2	8	Mediu

4	Creșterea neprevăzută a costurilor de materiale și echipamente	4	3	12	Mediu
5	Lipsa sau indisponibilitatea personalului calificat pentru lucrări de montaj	3	3	9	Mediu
6	Condiții meteorologice nefavorabile care pot întârzia execuția	3	4	12	Mediu
7	Erori în execuție sau neconformități tehnice apărute în timpul lucrărilor	4	2	8	Mediu
8	Accidente de muncă sau incidente SSM în șantier	5	2	10	Mediu
9	Probleme de logistică privind transportul echipamentelor grele la amplasament	3	3	9	Mediu
10	Neconcordanțe între planificarea financiară și fluxul efectiv de plăți	4	3	12	Mediu

Nr.	Risc identificat	Impact (1-5)	Probabilitate (1-5)	Nivel de risc	Clasificare
1	Defecțiuni ale sistemului de stocare (baterii, module, sistem de management)	4	2	8	Mediu
2	Pierderea performanței celulelor de stocare în timp (degradare accelerată)	3	4	12	Mediu
3	Neconcordanță între sistemul fotovoltaic proiectat și sistemul de stocare	3	3	9	Mediu
4	Defecțiuni ale sistemului de ventilație și răcire a bateriilor	4	2	8	Mediu
5	Riscuri de incendiu, supratensiuni sau scurtcircuite în instalații	5	2	10	Mediu
6	Erori de calibrare a sistemului de monitorizare și control (SCADA, BMS)	3	3	9	Mediu
7	Pierderi de date sau erori de comunicare între echipamentele de control	3	2	6	Scăzut
8	Lipsa mentenanței preventive periodice	4	3	12	Mediu

Nr.	Risc identificat	Impact (1-5)	Probabilitate (1-5)	Nivel de risc	Clasificare
1	Condiții meteorologice extreme (furtuni, grindină, caniculă, ger)	4	3	12	Mediu
2	Schimbări legislative sau fiscale privind producerea energiei din surse regenerabile pentru autoconsum	4	3	12	Mediu

3	Creșteri ale dobânzilor sau inflației care afectează costurile financiare	3	3	9	Mediu
4	Riscuri de securitate cibernetică asupra sistemelor de control	4	2	8	Mediu
5	Lipsa stabilității politice sau a politicilor de sprijin pentru energia verde	4	2	8	Mediu
6	Probleme în rețeaua de distribuție (întreruperi, limitări de putere, curtailment)	4	3	12	Mediu
7	Dezastre naturale (inundații, cutremure, incendii naturale)	5	2	10	Mediu
8	Riscuri reputaționale (opinia publică, comunitate locală, ONG-uri de mediu)	3	2	6	Scăzut

Măsuri de atenuare/diminuare a riscurilor identificate:

Nr.	Risc identificat	Responsabil principal	Descriere / Cauză	Măsuri de atenuare / diminuare
1	Întârzieri în livrarea echipamentelor din cauza problemelor din lanțul de aprovizionare	Executant	Probleme logistice, lipsă stocuri	Solicitarea unui grafic de livrări realist; clauze contractuale privind termenele și penalitățile; posibilitatea înlocuirii furnizorului, cu menținerea specificațiilor de performanță.
2	Întârzieri în obținerea avizelor, autorizațiilor și aprobărilor necesare	Beneficiar	Proceduri administrative greoaie	Contractarea separată și timpurie a serviciilor de proiectare tehnică. Inițierea timpurie a procedurilor; monitorizare permanentă a stadiului avizelor; dialog cu autoritățile emitente.
3	Coordonare deficitară între proiectant, diriginte de șantier și executant	Beneficiar / Executant	Lipsă de comunicare și control	Organizarea periodică a ședințelor de progres; clarificarea responsabilităților prin dispoziții de șantier; management contractual activ.
4	Creșterea neprevăzută a costurilor de materiale și echipamente	Executant (în limita ofertei ferme)	Fluctuații ale pieței	Ofertă fermă, fără ajustare de preț datorită termenului scăzut de implementare; prevederea în buget a unei rezerve de ajustare (5–10%); utilizarea clauzei de revizuire doar în cazuri excepționale.

5	Lipsa sau indisponibilitatea personalului calificat pentru lucrări de montaj	Executant	Forță de muncă insuficientă	Cerințe minime de calificare în procedura de atribuire; verificarea resurselor umane la ofertare;
6	Condiții meteorologice nefavorabile care pot întârzia execuția	Executant	Ploi, îngheț, caniculă	Programare sezonieră a lucrărilor; ajustare a graficului de execuție; protejarea materialelor și echipamentelor. Organizarea procedurilor de achiziție în așa fel încât execuția efectivă să se poată desfășura pe timp favorabil
7	Erori în execuție sau neconformități tehnice	Executant	Nerespectarea proiectului sau a normativelor	Control tehnic de calitate prin diriginți de șantier; recepții parțiale; verificări de către dirigințele de șantier; refacerea lucrărilor neconforme pe cheltuiala executantului.
8	Accidente de muncă sau incidente SSM	Executant	Nerespectarea normelor de protecție	Plan SSM obligatoriu; implementarea planului de asigurare a calității.
9	Probleme logistice privind transportul echipamentelor grele	Executant	Acces dificil la amplasament	Verificarea rutelor înainte de execuție; obținerea avizelor și acordurilor prealabile
10	Întârzieri în fluxul de plăți / rambursări	Beneficiar	Proceduri administrative și birocratie	Planificare financiară realistă; depunere completă a documentelor de decont; comunicare activă cu autoritatea finanțatoare.

Nr.	Risc identificat	Responsabil principal	Descriere / Cauză	Măsuri de atenuare / diminuare
1	Defecțiuni ale sistemului de stocare (baterii, BMS, module)	Executant / Furnizor	Probleme de fabricație sau montaj	Achiziție de echipamente certificate CE; garanție minim 5 ani; testare la recepție.
2	Pierderea performanței celulelor de stocare în timp	Beneficiar	Îmbătrânire naturală, cicluri de utilizare	Mentenanță periodică; înlocuiri planificate conform specificațiilor producătorului.
3	Neconcordanță între sistemul fotovoltaic și cel de stocare	Executant	Integrare software / hardware defectuoasă	Testare completă la punerea în funcțiune; implicarea

				proiectantului în verificarea compatibilității.
4	Defecțiuni ale sistemului de ventilație / răcire a bateriilor	Executant / Beneficiar	Defecte tehnice sau întreținere necorespunzătoare	Monitorizare temperatură; verificări semestriale; mentenanță preventivă.
5	Riscuri de incendiu, supratensiuni, scurtcircuite	Executant / Beneficiar	Defecte electrice, protecții insuficiente	Echipamente cu sistem de stingere automată a incendiilor; împănțare corectă; verificări PRAM periodice.
6	Erori de calibrare SCADA / BMS /BESS	Executant	Setări incorecte sau software neactualizat	Validarea parametrilor de către furnizor; testarea funcționării înainte de recepție.
7	Pierderi de date / erori de comunicare	Beneficiar	Probleme de conectivitate	Backup automat; actualizări software; redundanță de rețea.
8	Lipsa mentenanței preventive periodice	Beneficiar	Neglijarea planului de întreținere	Elaborarea unui plan de mentenanță anual; asigurarea de service post-garanție.

Nr.	Risc identificat	Responsabil principal	Descriere / Cauză	Măsuri de atenuare / diminuare
1	Condiții meteorologice extreme (furtuni, grindină, ger)	Beneficiar / Executant	Fenomene naturale	Asigurare pentru riscuri naturale; structură dimensionată corespunzător; verificări anuale ale ancorajelor și prinderilor mecanice.
2	Schimbări legislative sau fiscale privind producerea energiei din surse regenerabile pentru autoconsum	Beneficiar	Modificări ale cadrului legal	Monitorizare permanentă a legislației; adaptarea documentațiilor și procedurilor; consultanță juridică la nevoie
3	Creșteri ale dobânzilor / inflației	Beneficiar	Context economic general	Ajustarea fluxului de numerar; constituirea unei rezerve bugetare; ajutor public nerambursabil.
4	Riscuri de securitate cibernetică asupra sistemelor SCADA	Beneficiar	Atacuri informatice	Firewall, autentificare în doi pași, actualizări periodice; audit de securitate informatică.

5	Lipsa stabilității politice / schimbări în politicile energetice	Beneficiar	Factori politici externi	Flexibilitate în planificare; scenarii de ajustare bugetară.
6	Probleme în rețeaua de distribuție (întreruperi, curtailment)	Beneficiar / Operator de rețea	Limitări de putere impuse de operator	Comunicarea permanentă cu operatorul; integrarea unui sistem de stocare suficient de flexibil.
7	Dezastre naturale (inundații, cutremure, incendii)	Beneficiar / Executant	Factori de forță majoră	Amplasare sigură; proiectare conform normativelor P100 și I7; asigurare facultativă.
8	Riscuri reputaționale (opinia publică, comunitate locală)	Beneficiar	Percepție negativă locală	Informare publică transparentă; consultări cu comunitatea; campanii de comunicare privind beneficiile.

5. Scenariul/Optiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă)

5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor

Analiza comparativă a celor două scenarii tehnico–economice propuse are ca scop identificarea soluției optime pentru implementarea instalației de producere și a sistemului de stocare a energiei electrice (BESS) în cadrul centralei fotovoltaice.

Criteriile de analiză utilizate vizează performanța tehnică, eficiența economică și financiară, ușurința în implementare, sustenabilitatea operațională și gradul de risc tehnologic. În vederea determinării scenariului recomandat a fost efectuată o analiză de tip scoring extinsă, pe baza analizei tehnico-economice efectuate, rezultatele fiind după cum urmează:

Parametru de analiza	Scenariul 1	Scenariul 2
Performanța tehnică (randament, fiabilitate, disponibilitate)	5	4
Costul investiției	5	4
Întreținere și exploatare	5	3
Ușurința în implementare (proces de avizare – învertoare pe lista agreată a operatorului de distribuție)	5	3
Sustenabilitate operațională	5	4
Risc tehnologic	5	3
TOTAL PUNCTAJ (maximum 30)	30	21

Valoarea investiției (lei, fără TVA)	767.710,66	856.249,72
--------------------------------------	------------	------------

Toate criteriile au folosit o scara simpla de la 1 la 5 astfel:

1. Situatia cea mai proasta
2. Situatie defavorabila
3. Situatie neutra
4. Situatie favorabila
5. Situatie excelenta

5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)

Din analiza punctajelor obținute (Scenariul 1 – 30 puncte; Scenariul 2 – 21 puncte, din maximum 30), scenariul recomandat este SCENARIUL 1, care îndeplinește toate obiectivele autorității publice locale, are costul de investiție cel mai redus, este realizabil într-un timp mai scurt, datorită faptului că invertoarele folosite se regăsesc pe lista agreată de distribuitorul de energie electrică, și comportă costuri mai mici de realizare și de mentinere în stare optimă de funcționare.

5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind:

a) obținerea și amenajarea terenului;

Terenul este în proprietatea beneficiarului, nemafiind necesare proceduri de obținere a terenului. Amenajarea terenul se refera la urmatoarele operatiuni principale:

- Indepartarea vegetatiei existente
- Nivelarea terenului si aplatizarea curbelor de nivel

Amplasamentul este comun pentru instalația de producere și cea de stocare.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

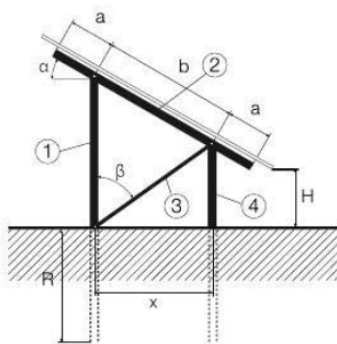
Obiectivul necesita racordarea la rețeaua nationala de distributie a energiei electrice.

c) soluția tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, funcțional-arhitectural și economic, a principalelor lucrări pentru investiția de bază, corelată cu nivelul calitativ, tehnic și de performanță ce rezultă din indicatorii tehnico-economici propuși;

Centrala electrica fotovoltaica pentru acoperirea consumului de energie înregistrat pe conturul studiat este propusa a fi construita pe terenul, în suprafata de 6.587 mp, aflat în proprietatea comunei Șpring, în conformitate cu Extrasul de carte funciara nr. 74084.

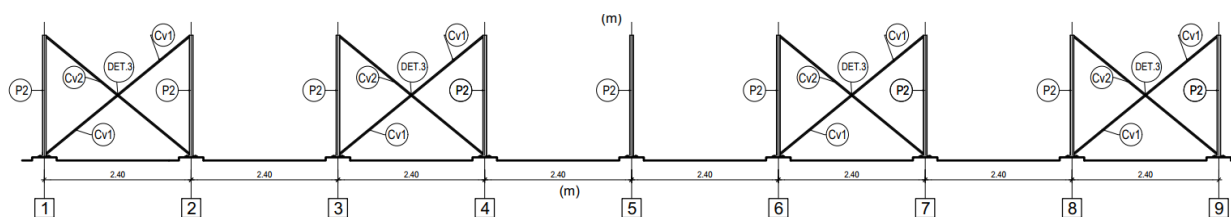
Parcul fotovoltaic efectiv consta din structuri metalice incastrate în pamant prin baterea cu soneta, organizate pe randuri cu o proiectie la sol de circa 4 m si distanta dintre randuri de circa 5

m. Pe structura metalica se monteaza panouri fotovoltaice cu aria de circa 2 mp si o greutate de circa 16-23 kg, in functie de marca. Tot pe structurile metalice se monteaza si invertoarele trifazate, distribuite dupa principiul reducerii pierderilor de energie electrica produse.



Schema de principiu montaj panou fotovoltaic pe structura metalica

Structura metalica va fi confectionata din otel si va fi încastrată în sol prin batere cu soneta. Cadrele vor fi contravantuite dupa schema de principiu:



(contravantuiri cadre metalice)

În plan longitudinal, vor fi montate sine de aluminiu pe care vor fi montate panourilor fotovoltaice.



Punctul de producere va fi racordat la punctele de consum. Contorul va fi prevăzut cu trei transformatoare de măsură de curent și port de comunicație serială.

Amplasarea invertoarelor se va realiza la exterior, pe cât posibil, în centrul de greutate al rețelei de curent continuu, pentru evitarea pierderilor în cablu. Se va utiliza drept suport, structura de susținere a panourilor.

Magistrala de comunicație dintre invertore și contorul inteligent se va realiza cu un cablu ecranat de tip STP Cat 6e.

Structura de susținere va fi legată la o priză de pământ cu rezistența de dispersie de maximum 4 Ω .

Centrala fotovoltaică va oferi posibilitatea monitorizării de la distanță. Platforma web de monitorizare va avea capacitatea de centralizare și raportare a datelor privind producția și consumul de energie electrică și va permite crearea de conturi pentru operatori multipli.

Principalele capacitati fizice ale obiectivului sunt:

Denumire	Cantitate
Panou fotovoltaic min. 625 Wp	160 buc
Invertor trifazic 50 kW	2 buc

*Putere instalata unitara informativa

(Principalele capacitati fizice instalate)

Distributia panourilor a avut in vedere nivelul de incarcare al invertoarelor, cu balansarea stringurilor pentru o eficienta optima.

Împrejmuirea este cu plasa sudata montata pe stâlpi metalici la 2m distanta la înălțimea de 2,0m. Stâlpii metalici sunt de 2,5-3 țoli si sunt fixați in beton intr-un orificiu cu diametru de 30 cm si adâncimea de 0,5m. În condițiile în care terenul permite, stâlpii pot fi montați și prin batere cu soneta.

După priza betonului, pământul în exces se tasează în jurul fundației pentru creșterea rezistenței. Stâlpii din cele 4 colturi și din dreptul porții vor avea un diametru de 4-5 țoli si vor fi îngropați 70cm. Forma împrejmuirii este ca în imaginea alăturata.



Invertoarele au functia principala de a colecta energia electrica generata de panourile fotovoltaice sub forma de curent continuu si de a o transforma în energie electrica cu caracteristici necesare consumatorilor , invertoarele cele mai performante utilizate in acest domeniu pot avea eficiente maxime de 98,6% . In designul instalatiei se propun invertoare de inalta eficienta

Legăturile electrice dintre grupurile generatoare fotovoltaice și invertoare / tablourile electrice de forță se realizează în cabluri.

Se va prevedea deconectarea și oprirea individuală a generatoarelor fotovoltaice la avarii sau la apariția unor situații ce conduc la avarii, precum și transmiterea de semnale la punctul în care există prevăzută prezența permanentă a personalului de supraveghere / exploatare.

Cuplarea la rețea se va efectua automat, prin intermediul invertoarelor de putere, care realizează și funcția de comandă de cuplare precum și funcția de sincronizare automată.

Cablurile pentru curentul alternativ vor avea sectiune din aluminiu, izolația și secțiunile fiind alese corespunzător tensiunii și curenților de lucru.

Pozarea cablurilor se va face cu respectarea tuturor cerințelor și condițiilor impuse de normativele în vigoare, în privința protejării acestora cât și a instalațiilor cu care se pot intersecta acestea pe traseul de montaj.

Instalația de automatizare trebuie să îndeplinească următoarele funcțiuni:

- Conducerea în condiții de deplină siguranță a funcționării procesului, în oricare fază a acestuia (pornire, funcționare de durată, oprire);
- Protecția personalului și echipamentelor la avarii și regimuri periculoase;
- Asigurarea calității energiei livrate;
- Mărirea gradului de siguranță în funcționare și a disponibilității instalațiilor și echipamentelor electrice;
- Conducerea centralei, atât în regim de funcționare interconectată, cât și în regim de izolare sau de insularizare cu consumatorii de servicii interne.

Instalația de legare la pământ se va folosi în comun pentru următoarele destinații:

- Protecția împotriva electrocutărilor prin atingere indirectă;
- Protecția împotriva supratensiunilor atmosferice și de comutație;
- Protecția împotriva influențelor prin cuplaj rezistiv, inductiv sau capacitiv asupra cablurilor de comandă – control (măsură, protecție).

Pentru scenariul tehnic recomandat au fost luate în calcul pierderi de aproximativ 18%, rezultate din umbriri temporare, defectiuni de funcționare sau de comunicare între echipamente, cât și din pierderile de energie la transportul în cablu.

Reducerea pierderilor:

- a. designul instalației se va face astfel încât pierderile datorate umbririi și autoumbririi să fie minime
- b. pentru micșorarea pierderilor în cablurile electrice se va alege cabluri cu rezistivitate scăzută

Soluția tehnică propusă constă în instalarea unui sistem electrochimic de stocare a energiei de tip Battery Energy Storage System (BESS), în configurație modulară, containerizată, proiectat pentru a funcționa în paralel cu centrala fotovoltaică nou propusă prin proiect și pentru a asigura echilibrarea fluxurilor de energie la nivelul punctului de conexiune. Sistemul utilizează tehnologia de baterii Litiu-Fier-Fosfat (LFP), având o capacitate energetică dimensionată conform cerințelor rezultate din analiza de producție și consum, respectiv în banda obligatorie de 2-4 ore raportată la puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice ($2 \text{ h} \times P_{PV} \leq E_{\text{stoc}} \leq 4 \text{ h} \times P_{PV}$).

Plecând de la necesarul de stocare calculat, de minim 200 kWh capacitate utilă ($E_{\text{util,min}} = 2 \text{ h} \times P_{PV}$; $E_{\text{nom,min}} = 2 \text{ h} \times P_{PV} / 0,90 = 222,2 \text{ kWh}$), soluția tehnică reprezintă înființarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse de instalația fotovoltaică, distribuită pe module individuale legate în paralel cu capacitatea de 261 kWh fiecare.



(unități modulare de stocare – exemplificativ)

Capacitatea de stocare nominală va fi, astfel, de 0,261 MWh și va fi alcătuită dintr-o unitate cu capacitatea de 261 kWh.

Puterea nominală totală de încărcare/descărcare a sistemului de stocare va fi cel puțin egală cu puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice ($P_{\text{stoc}} \geq P_{\text{PV}}$, respectiv $R_P \geq 1,00$, conform indicatorului AC.4), iar celulele vor avea o capacitate minimă de 280 Ah fiecare. Adâncimea de descărcare (DoD) va fi de 90% (capacitate utilă $E_{\text{util}} = E_{\text{nom}} \times 0,90$). Unitățile modulare vor fi destinate pentru exterior, cu un grad de protecție minim IP55 și cu capacitatea de a funcționa la temperaturi cuprinse în intervalul minim $-30^{\circ}\text{C} / +55^{\circ}\text{C}$. Modulele vor fi dotate cu sistem de răcire pe bază de lichid și aer cu admisie forțată. Pentru stingerea eventualului incendiu, modulele vor fi dotate cu un sistem de stingere complex aerosoli/apă. Modulele vor avea capacitatea de comunicație prin minim un port RS485.

Racordarea la instalația electrică a parcului fotovoltaic proiectat se realizează printr-o linie electrică subterană, de regulă în tabloul general de joasă tensiune sau direct în transformatorul de medie tensiune al parcului, în funcție de soluția ce va fi descrisă de Avizul tehnic de racordare care va fi obținut pentru noul loc de producere.

Din punct de vedere constructiv, sistemul este amplasat pe o platformă de beton armat, dimensionată pentru greutatea specifică și încărcările dinamice ale modulelor. Canalizațiile pentru cablurile AC și semnal sunt realizate îngropat, pe un pat de nisip, utilizând cabluri de aluminiu dimensionate conform sarcinii. Toate echipamentele vor fi conectate la o priză de pământ cu rezistența de dispersie de maximum 4 Ω .

Sistemul va beneficia de un sistem de management dinamic al puterii capabil să monitorizeze în timp real fluxurile din punctul de delimitare și să plafoneze instantaneu și automat injecția de energie în rețeaua națională la pragul maxim de injecție de 400 kW per loc de producere.

Data fiind valoarea mare de inventar a echipamentelor montate prin prezentul proiect, se propune înființarea unui sistem de iluminat zonal care să asigure securitatea fizică împreună cu un sistem de camere de supraveghere pentru un management optim de securitate. Sistemul auxiliar va fi format din:

- 2 Stâlpi metalici cu înălțimea minimă de 6 m
- 4 Aparatură de iluminat LED cu puterea instalată 30-40 W
- 4 Controllere de telegestiune iluminat, controlabile de la distanță din platforma software
- 4 Camere de supraveghere tip bullet
- Linie electrică subterană de alimentare, comună cu traseul de fibră optică

d) probe tehnologice și teste.

Înainte de începerea lucrărilor, constructorul are obligația să instruiască personalul tehnic și de execuție pentru fiecare fază/etapă din procesul de realizare al lucrării.

Va respecta toate prevederile din fișele tehnologice specifice de execuție din dotare, cât și prevederile din fișele tehnice livrate de furnizor odată cu fiecare echipament.

Conform NP-I7-2011, art. 4.2.29 între curenții nominali a două siguranțe consecutive, diferența trebuie să fie de cel puțin 2 (două) trepte pentru asigurarea selectivității în protecție.

Nota : Cantitățile efective se vor stabili și confirma la fața locului, în funcție de situația concretă din teren și în urma stabilirii poziției cu secția de exploatare din cadrul distribuitorului de energie.

Executarea legăturilor de protecție împotriva tensiunilor accidentale.

1. La fiecare invertor de putere trifazat:

Măsurarea curentului de fază / tensiunii de fază /, puterea / energia activă / reactivă și factor de putere.

Contorizare număr ore de funcționare.

2. Pe barele tablourilor din postul de transformare:

Măsurarea curentului de fază / tensiunii de fază / tensiunii de linie, puterea / energia activă / reactivă și factor de putere.

3. Pe racordul spre transformator din postul de transformare a generatoarelor fotovoltaice:

Măsurarea curentului de fază / tensiunii de fază /, puterea / energia activă / reactivă și factor de putere.

Măsurarea factorului total de distorsiune de curent THDI, factorului total de distorsiune de tensiune THDU, Armonice de curent / armonice de tensiune (până la armonica 50), factor de nesimetrie de secvență negativă, coeficient de flicker.

4. Pentru serviciile auxiliare:

Măsurarea curentului de fază / tensiunii de fază / puterea / energia activă / reactivă și factor de putere

În vederea punerii în funcțiune a sistemului de stocare a energiei electrice (BESS) și a integrării acestuia în instalația energetică proiectată, se vor executa o serie de probe tehnologice, verificări funcționale și teste de conformitate, conform standardelor și normativelor naționale, cât și conform instrucțiunilor producătorului echipamentelor.

Verificări preliminare:

- inspecția vizuală a echipamentelor (module baterii, tablouri AC/DC);
- verificarea conexiunilor electrice – strângere șuruburi, integritate mecanică, polaritate DC, continuitate conductoare;
- măsurarea rezistenței de izolație pe circuitele nou înființate
- verificarea sistemului de împământare cu emiterea buletinelor de măsură;
- testarea funcționării sistemelor auxiliare: iluminat și supraveghere video.

Probe electrice și teste funcționale ale modului de baterii:

- Test de încărcare inițială, cu încărcarea controlată până la 100% și verificarea temperaturilor înregistrate
- Test de descărcare controlată, până la DoD specificat de producător
- Test de autodescărcare, conform specificațiilor producătorului
- Test pentru software-ul de monitorizare și control

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:

a) indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), în conformitate cu devizul general;

Reprezintă valoarea totală a obiectivului de investiții, exprimată în lei, cu și fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), conform devizului general.

Devizul general al investiției, precum și devizele pe obiecte, sunt prezentate ca anexă la prezentul studiu de fezabilitate.

Indicator economic	Fără TVA (lei)	TVA (lei)	Cu TVA (lei)
Valoare totală proiect	767.710,66	160.992,18	928.702,84
Din care: C+M	98.294,00	20.641,74	118.935,74

Devizul include: livrarea, montarea și punerea în funcțiune a instalației de producere fotovoltaică, livrarea, montarea și integrarea sistemului de stocare a energiei electrice (BESS) în infrastructura electrică, lucrările de platformă tehnică, instalațiile de protecție și comunicație, instalațiile accesorii precum și probele tehnologice și testele funcționale.

La actualizarea devizului general, în conformitate cu prevederile HG nr. 907/2016, și pentru respectarea cerinței din Ghidul solicitantului (secț. 3.1.3) privind utilizarea cursului BCE valabil

la data întocmirii studiului de fezabilitate, s-a utilizat cursul de referință 1 EUR = 5,2647 lei, publicat de Banca Centrală Europeană la data de 18.09.2026, data reviziei 1 a studiului de fezabilitate.

Valoarea totală a investiției este de 767.710,66 lei fără TVA, respectiv 928.702,84 lei cu TVA (145.822,30 EUR fără TVA / 176.401,85 EUR cu TVA), din care C+M 98.294,00 lei fără TVA (118.935,74 lei cu TVA), conform Documentației economice.

b) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță - elemente fizice/capacități fizice care să indice atingerea țintei obiectivului de investiții - și, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare;

Conform Ghidului de finanțare, indicatorii de proiect (I.1–I.7) și indicatorii de autoconsum și stocare (AC.1–AC.5) sunt prezentați în Tabelul 5.4.b-1 „Sinteza indicatorilor de proiect” și în modalitatea de calcul a indicatorilor, de mai jos.

**Puterea instalată din invertoare este egală cu puterea instalată din panourile fotovoltaice.*

$$\Delta CO_2 = P_{an} \times 0,5885 \text{ [t CO}_2 \text{ echiv./an]}$$

unde:

- P_{an} = producția anuală de energie electrică din sursă solară [MWh/an] (indicatorul I.3);
- 0,5885 = factorul de emisie pentru energia electrică [t CO₂/MWh], conform raportului ANRE pentru anul 2023.

Factorul de capacitate al centralei a fost calculat după formula: Producția medie anuală de energie din surse regenerabile / (Capacitatea nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile * 8760 h) * 100, respectiv **Indicatorul I.3 / (Indicatorul I.1 * 8760 h) * 100**

Fișa indicatorilor de proiect conform Ghidului solicitantului

Tabelul 5.4.b-1. Sinteza indicatorilor de proiect

Nr.	Cod	Indicator	UM	Valoare	Document suport
1	I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară	MW	0,100	SF §5.3.c, §5.7.1
2	I.2	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră	t CO ₂ echiv./an	73,82	calcul §5.4.b
3	I.3	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile de energie solară	MWh/an	125,439	raport de simulare
4	I.4	Producția totală de energie electrică pentru perioada de referință (20 ani)	MWh	2.508,770	calcul §5.4.b
5	I.5	Factorul de capacitate al centralei electrice	%	14,32	calcul §5.4.b
6	I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei	MWh	0,261	SF §5.7.2
7	I.7	Capacitate nou instalată pentru pompe de căldură	kW	Nu este cazul	SF §5.3.c
8	AC.1	C _{an} – consum anual de referință (consumatori existenți, facturi 12 luni)	kWh/an	127.631,20	centralizatorul facturilor / audit electroenergetic
9	AC.2	P _{an} – producția anuală estimată	kWh/an	125.438,50	raport de simulare

10	AC.3	$R_{ac} = P_{an} / C_{an}$ – raport de dimensionare pentru autoconsum	–	0,983	calcul; $\leq 1,00$
11	AC.4	R_P – raport putere stocare / putere PV	–	1,00	fișa 5.7.1
12	AC.5	E_{stoc} – capacitatea de stocare a energiei	kWh	$E_{nom} 261 / E_{util} 234,9$ (DoD 90%)	fișa 5.7.2

Parametri auxiliari: $P_{panouri} = 100$ kWp; $P_{inv} = 100$ kW; $P_{PV} = 100$ kW; $P_{stoc} \geq 100$ kW; $E_{nom} = 261$ kWh; DoD = 90%; $E_{util} = 234,9$ kWh; durata = 2,35 h; FE = 0,5885 t CO₂/MWh.

Modalitatea de calcul a indicatorilor

I.1 – $I.1 = \min(\Sigma P_{nom} \text{ invertoare}; \Sigma P_{panouri}) / 1000 = \min(2 \times 50 \text{ kW}; 160 \times 625 \text{ Wp} / 1000) / 1000 = \min(100; 100) / 1000 = 0,100$ MW. Condiție îndeplinită (I.1 = valoarea mai mică dintre invertoare și panouri).

I.2 – $I.2 = I.3 \times FE = 125,439 \text{ MWh/an} \times 0,5885 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$ (ANRE 2023) = 73,82 t CO₂ echiv./an.

I.3 – $I.3 = P_{an} / 1000 = 125.438,50 / 1000 = 125,439$ MWh/an (rezultatul simulării cu program de specialitate).

I.4 – $I.4 = I.3 \times 20 \text{ ani} = 125,439 \times 20 = 2.508,770$ MWh.

I.5 – $I.5 = I.3 / (I.1 \times 8760 \text{ h}) \times 100 = 125,439 / (0,100 \times 8760) \times 100 = 14,32 \%$.

I.6 – $I.6 = E_{nom} / 1000 = 261 / 1000 = 0,261$ MWh; capacitate utilă $E_{util} = E_{nom} \times 0,90 = 234,9$ kWh.

I.7 – $I.7 = \Sigma P_{nom}$ pompe de căldură – nu este cazul (proiectul nu include pompe de căldură).

AC.1 – $AC.1 = \Sigma C_{lună}$, 12 luni consecutive (ianuarie – decembrie), pe locurile de consum declarate = 127.631,20 kWh/an.

AC.2 – $AC.2 = P_{an} = 125.438,50$ kWh/an (simulare).

AC.3 – $AC.3 = R_{ac} = P_{an} / C_{an} = 125.438,50 / 127.631,20 = 0,983$; condiție $R_{ac} \leq 1,00$ – îndeplinită pe consumul existent, fără consumatori viitori.

AC.4 – $AC.4 = R_P = P_{stoc} / P_{PV} = 100 / 100 = 1,00$; condiție $R_P \geq 1,00$ – îndeplinită.

AC.5 – $AC.5: 2 \text{ h} \times P_{PV} \leq E_{util} \leq 4 \text{ h} \times P_{PV} \rightarrow 200 \text{ kWh} \leq 234,9 \text{ kWh} \leq 400 \text{ kWh}$; durata = $E_{util} / P_{PV} = 2,35 \text{ h}$ – condiție îndeplinită.

Indicatorii se vor verifica pe baza rapoartelor de monitorizare și a auditului electroenergetic anual, pe durata perioadei de monitorizare de 5 ani de la punerea în funcțiune.

c) indicatori financiari, socioeconomici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții;

Se certifică faptul că pe conturul studiat se află clădiri și consumatori publici. Pe conturul studiat nu au fost identificate activități economice sau consumatori care utilizează energia pentru activități economice.

d) durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.

Durata pentru prestarea serviciilor de proiectare și obținere a avizelor, acordurilor și autorizațiilor necesare este de 2 luni, iar perioada de execuție efectivă a lucrărilor este estimată la 10 luni.

5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice

Proiectul se înscrie în linia impusă politicile la nivel național și european, și anume:

- Strategia energetică a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050
- Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030

De asemenea, proiectul respectă prevederile normativelor și ale prescripțiilor de proiectare în vigoare și anume:

- Normativ NTE 007/08/00 pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice
- Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor, indicativ I7-2011
- Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor, indicativ CR 1-1-4/2012
- Cod de proiectare. Bazele proiectării construcțiilor CR 0-2012
- Legislația privind prevenirea și stingerea incendiilor
- HG 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice
- Legea 10/1995 privind calitatea în construcții

Standarde aplicabile pentru instalația de producere: IEC 61215, IEC61730, IEC61701, EN50549-1, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62109

Standarde aplicabile pentru instalația de stocare: IEC 62619, IEC 63056, IEC 61000, IEC 62477, UL9540A

Nota: Lista nu este limitativă, aplicându-se toate standardele, normativele și prescripțiile în vigoare.

5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite.

Obiectivul de investiții va fi propus spre finanțare prin Fondul de modernizare, prin măsura Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie solară, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entități

publice, fapt pentru care studiul de fezabilitate este aliniat prevederilor Ghidului de finanțare. Contribuția proprie, determinată conform Ghidului de finanțare, este susținută de la bugetul local al comunei Șpring.

5.7. Indicatori de dimensionare pentru autoconsum și stocare (AC.1 – AC.5)

Dimensionarea investiției a fost realizată în conformitate cu metodologia indicatorilor AC.1 – AC.5 din Ghidul solicitantului. Consumul anual de referință a fost determinat pe baza consumurilor facturate aferente ultimelor 12 luni consecutive, pentru locurile de consum declarate în proiect. Puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice (P_{PV}) a fost stabilită ca valoarea cea mai mică dintre suma puterilor nominale ale invertoarelor și puterea totală instalată în panouri, conform metodologiei indicatorului I.1.

Ind.	Denumire	U.M.	Valoare	Condiție obligatorie
AC.1	C_{an} – consum anual de referință	kWh/an	127.631,20	12 luni consecutive
AC.2	P_{an} – producție anuală estimată	kWh/an	125.438,50	simulare anexată
AC.3	$R_{ac} = P_{an} / C_{an}$	–	0,983	$R_{ac} \leq 1,00$
–	P_{PV} – putere instalată eligibilă	kW	100	$\min(\Sigma \text{invertoare; panouri})$
AC.4	P_{stoc} – putere nominală BESS	kW	100	parametru minim asumat
AC.4	$R_P = P_{stoc} / P_{PV}$	–	1,00	$R_P \geq 1,00$
AC.5	E_{util} – capacitate utilă ($E_{nom} \times \text{DoD } 90\%$)	kWh	234,9	$2h \times P_{PV} \leq E_{util} \leq 4h \times P_{PV}$
–	E_{nom} / DoD	kWh / %	261,00 / 90	parametri minimi asumați
–	Durata de stocare = E_{util} / P_{PV}	h	2,35	2 h – 4 h

Energia stocată în capacitățile de stocare provine în procent de 100% din instalația proprie de producție de energie electrică din sursă solară realizată prin proiect. Sistemul de stocare nu se încarcă din rețeaua electrică de distribuție/SEN; încărcarea din rețea este blocată prin configurarea sistemului de management al energiei (EMS) și a sistemului de conversie (PCS), încărcarea fiind permisă exclusiv din producția centralei fotovoltaice proprii. Tehnologia de stocare utilizată este Litiu-Fier-Fosfat (LFP), fiind excluse tehnologiile pe bază de plumb, NiCd sau NiMH.

5.7.1. Fișa de parametri minimi asumați – P_{PV} și P_{stoc}

Parametrii de mai jos sunt asumați ca praguri minime, fără indicarea unui model sau a unei mărci de echipamente, urmând a fi confirmați prin documentația tehnică a echipamentelor livrate la etapa de achiziție și recepție.

Parametru	Valoare minimă asumată	Mod de confirmare
Putere instalată în panouri	100,00 kW	fișe tehnice la recepție

Parametru	Valoare minimă asumată	Mod de confirmare
Putere nominală totală invertore	100,00 kW (2×50 kW)	fișe tehnice la recepție
P _{PV} eligibil	$\min(P_{inv}; P_{panouri}) = 100$ kW	documentație tehnică
P _{stoc} (încărcare/descărcare)	≥ 100 kW	fișe tehnice PCS
Tehnologie baterie	LFP (exclus Pb, NiCd, NiMH)	fișe tehnice
Sursa energiei de încărcare a sistemului de stocare	100% din instalația fotovoltaică proprie; încărcare din rețea blocată	configurare EMS/PCS, verificată la punerea în funcțiune

5.7.2. Fișa de parametri minimi asumați – E_{nom} și DoD

Parametru	Valoare minimă asumată	Observații
E _{nom} – capacitate nominală	1×261 kWh = 261,00 kWh	capacitate nominală
DoD – adâncime de descărcare	≥ 90 %	prag minim asumat
Randament ciclu complet	≥ 90 %	parametru minim
Număr cicluri garantate	≥ 6.000	la DoD asumat
E _{util} – capacitate utilă (E _{nom} × DoD)	234,9 kWh	durata 2,35 h la P _{PV} (2 h – 4 h)

Fișele tehnice ale echipamentelor nu se anexează la depunerea cererii de finanțare. Acestea se prezintă la etapa de achiziție/recepție și la prima cerere de prefinanțare, plată sau rambursare, parametrii echipamentelor livrate urmând să fie cel puțin egali cu parametrii minimi asumați prin prezentul studiu.

5.8. Strategia de operare a sistemului de stocare

Strategia de operare a sistemului de stocare este corelată cu profilul de consum al beneficiarului, rezultat din analiza consumurilor facturate pe cele 12 luni consecutive de referință.

- Profilul de consum: curba zilnică tipică diferențiată pe zile lucrătoare și weekend, respectiv pe sezonul rece și cald, cu identificarea vârfurilor de consum.
- Suprapunerea curbei de producție fotovoltaică simulate peste curba de consum, cu determinarea intervalelor de surplus și de deficit și a energiei medii zilnice de deficit.
- Logica de încărcare: Energia stocată în capacitățile de stocare provine în procent de 100% din instalația proprie de producție de energie electrică din sursă solară realizată prin proiect. Sistemul se încarcă în intervalele în care producția depășește consumul instantaneu al locului de consum.
- Logica de descărcare: acoperirea consumului în intervalele fără producție, prioritar în vârful de seară și în perioada nocturnă.
- Praguri de operare: stările de încărcare minimă și maximă admise, rezerva tehnică și limitarea automată a injectiei la pragul de 400 kW per loc de producere, prin sistemul de management dinamic al puterii.

- Justificarea duratei alese în banda 2-4 ore prin raportare la energia medie zilnică de deficit rezultată din analiza de mai sus.

Concluzii privind strategia de operare, pe baza datelor din auditul electroenergetic:

Pe baza consumurilor lunare facturate și a producției simulate rezultă: consum mediu zilnic 350 kWh/zi, din care alte locuri de consum 350 kWh/zi (categorie nedeclarată, profil considerat uniform pe 24 h).

În lunile de vară, producția medie zilnică (≈ 453 kWh/zi în iunie–august) depășește consumul diurn (≈ 143 kWh/zi), rezultând un surplus de ≈ 311 kWh/zi. Energia de deficit nocturn este ≈ 102 kWh/zi.

Capacitatea utilă de 234,9 kWh (2,35 h la P_{PV}) permite stocarea integrală a deficitului nocturn mediu de vară; rezerva de capacitate preia surplusul din zilele cu producție ridicată și din zilele nelucrătoare.

În lunile de iarnă (producție ≈ 163 kWh/zi în decembrie), producția este consumată integral direct, iar bateria funcționează cu un număr redus de cicluri.

Logica de operare: (1) ziua, producția PV alimentează prioritar consumul instantaneu; (2) surplusul încarcă BESS până la $SoC_{max} = 100\%$ din E_{util} ; (3) seara și noaptea, BESS se descarcă pentru acoperirea consumului (prioritar consumurile de seară ale locurilor de consum) până la SoC_{min} corespunzător DoD 90%; (4) încărcarea din rețea este blocată – BESS se încarcă exclusiv din energia produsă de instalația fotovoltaică proiectată; (5) injecția este limitată automat de sistemul de management dinamic al puterii.

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire

Conform prevederilor Legii nr. 169/2026 privind Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor, obiectivul proiectat este supus reglementărilor privind obținerea unei autorizații de construire numai în ceea ce privește instalația de stocare. Conform Art. 2 din actul normativ sus amintit Autorizația de construire constituie actul final de autoritate al administrației publice locale pe baza căruia este permisă executarea lucrărilor de construcții corespunzător măsurilor prevăzute de lege referitoare la amplasarea, conceperea, realizarea, exploatarea și postutilizarea construcțiilor.

Procedura de autorizare a executării lucrărilor de construcții începe odată cu depunerea cererii pentru emiterea certificatului de urbanism în scopul obținerii, ca act final, a autorizației de construire și cuprinde următoarele etape:

a) emiterea certificatului de urbanism;

- b) emiterea punctului de vedere al autorității competente pentru protecția mediului pentru investițiile care nu se supun procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului;
- c) notificarea de către solicitant a autorității administrației publice competente cu privire la menținerea solicitării de obținere, ca act final, a autorizației de construire, pentru investițiile la care autoritatea competentă pentru protecția mediului a stabilit necesitatea evaluării impactului asupra mediului și a emis îndrumarul conform legislației privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului;
- d) emiterea avizelor și acordurilor, precum și a actului administrativ al autorității pentru protecția mediului competente privind investițiile evaluate din punctul de vedere al impactului asupra mediului;
- e) elaborarea documentației tehnice necesare pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții, denumită în continuare documentație tehnică - D.T.;
- f) depunerea documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții la autoritatea administrației publice competente;
- g) emiterea autorizației de construire.

Se anexează prezentei Certificatul de urbanism care atestă condițiile necesare a fi îndeplinite pentru execuția obiectivului.

6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege

Se anexează extrasul de carte funciară nr. 74084 care atestă dreptul de proprietate și disponibilitate a amplasamentului, împreună cu categoria de folosință a acestuia.

6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică

ACORD DE MEDIU constă în decizia autorității competente pentru protecția mediului, care dă dreptul titularului de proiect să realizeze proiectul. Acordul de mediu este un act tehnico-juridic eliberat în scris prin care se stabilesc condițiile de realizare a proiectului, din punct de vedere al protecției mediului.

Acordul de mediu se emite numai dacă proiectul prevede eliminarea consecințelor negative asupra mediului în raport cu prevederile aplicabile din normele tehnice și reglementările în vigoare.

ACORD INTEGRAT DE MEDIU act tehnico-juridic emis de autoritatea competentă de protecție a mediului, conform dispozițiilor legale în vigoare, care acordă dreptul de a stabili condițiile de realizare a unei activități încă în etapa de proiectare, care să asigure ca instalația corespunde cerințelor legislației în vigoare. Acordul poate fi eliberat pentru una sau mai multe

instalatii ori parti ale instalatiilor situate pe acelasi amplasament.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Se vor obtine avizele solicitate prin certificatul de urbanism, inclusiv avizul tehnic de racordare al instalației de la distribuitorul de energie electrică.

6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară

V-a fi elaborat studiul topografic al amplasamentului pentru obiectivul proiectat.

6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice

Este necesara elaborarea unui studiu de solutie de racordare, pe baza caruia se va obtine Avizul Tehnic de Racordare (ATR). Cheltuielile cuprinse in ATR, atat pe tarif de racordare, cat si pe tarif de utilizare vor respecta cotațiile distribuitorului de energie electrica..

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este Comuna Spring:

Adresa: Localitatea Șpring, Strada Dostatului, nr. 94, Județul Alba, România

Telefon: 0258-765019

Email: primariaspring@yahoo.com

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare

Soluția tehnică propusă pentru instalația de producere constă în construirea unei centrale electrice fotovoltaice cu montaj la sol, pe structură metalică galvanizată încastrată în sol prin baterie cu soneta, panouri fotovoltaice de mare putere și invertoare trifazate. Transportul energiei electrice se va face în curent alternativ, de la invertoare la tabloul electric general, pentru minimizarea pierderilor.

Soluția tehnică propusă pentru sistemul de stocare constă în instalarea unui sistem electrochimic de stocare a energiei (BESS), containerizat, amplasat pe aceeași platformă tehnică cu parcul

fotovoltaic proiectat. Sistemul este conceput pentru funcționarea în regim on-grid, cu posibilitatea de a absorbi surplusul de energie produs în perioadele de iradiere ridicată și de a o restitui rețelei interne a UAT în intervalele orare cu consum ridicat – în special în timpul nopții.

Durata totală a implementării este de 12 luni, din care 10 luni pentru execuția efectivă. Investiția va fi finalizată, instalată, conectată la rețea și pusă în funcțiune până cel târziu la data de 31.12.2029, conform Ghidului solicitantului, secț. 1.1.

Achiziția lucrărilor, echipamentelor și serviciilor se realizează cu respectarea Legii nr. 98/2016 privind achizițiile publice și a HG nr. 395/2016, pe baza fișelor de parametri minimi asumați, fără indicarea unor mărci sau modele de echipamente.

Pe perioada de exploatare a obiectivului sunt necesare următoarele activități:

- Paza preventivă sau sistem de camere de supraveghere
- Manevre de mentenanță ale centralei
- Lucrări de întreținere a căilor de acces interioare
- Servicii de refacere a vopselei pentru structurile metalice
- Raportare periodică

În instalațiile cu personal permanent, controlul curent se execută de două ori pe schimb, respectiv la preluarea schimbului și o dată pe parcursul schimbului.

La preluarea schimbului, se vor identifica, în mod obligatoriu modificările apărute în instalațiile aflate în exploatare.

Controlul în timpul schimbului va cuprinde toate obiectivele energetice aflate în amplasamentul centralei.

Controale neperiodice se execută cu ocazia unor evenimente deosebite, cum sunt:

- a) Incidente sau avarii în instalații;
- b) Manevre în instalații;
- c) Fenomene naturale deosebite în zona instalației (furtună, descărcări atmosferice, înzăpeziri, inundații, etc.)

În timpul exploatării grupurilor generatoare fotovoltaice, se execută următoarele categorii de lucrări de deservire operativă:

- *Controale curente periodice* (periodicitatea va fi identificată cu aceea stabilită pentru controlul aparaturii primare) care sunt constituite din:
 - a) Verificarea curățeniei (depunerilor de praf, corpuri străine, zăpadă), ordinii și aspectului general al instalațiilor;
 - b) Verificarea stării generale de funcționare prin date obținute de la sistemul de achiziție de date a grupurilor generatoare fotovoltaice;
- *Lucrări de întreținere curentă* (programate sau neprogramate) pentru:

- a) eliminarea murdăririi panourilor fotovoltaice,
- b) remedierea defecțiunilor apărute la panourile fotovoltaice, instalațiile de curent continuu sau a invertoarelor de putere.

7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare

Strategia de exploatare a instalațiilor proiectate ținând cont de următoarele principii:

- Automatizare
- Minimizarea riscului de defectare
- Maximizarea duratei de viață a echipamentelor

Mentenanța preventivă se va asigura conform celor stabilite prin studiul de fezabilitate. Se va achiziționa o subscripție la un software de monitorizare și control integrate în vederea gestionării de la distanță a instalației.

Se vor prevea actualizări software/firmware gratuite pe durata de garanție a echipamentelor

Din punct de vedere administrativ, se va asigura mentenanța amplasamentului, prin cosirea vegetației, întreținerea corespunzătoare a drumurilor acces și mentenanța sistemelor de drenaj/evacuare.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Responsabilitățile pentru asigurarea unei funcționalități cu randament maxim a instalației fotovoltaice de producere a energiei aparțin conducerii beneficiarului investiției. Politica și strategia de asigurare a calității și funcționalității instalației urmează principiul implementării graduale, de tip piramidal.

Se recomandă ca din echipa de implementare să facă parte (indiferent care dintre părțile interesate pun la dispoziție specialiștii):

- **Manager de proiect** – responsabil de coordonarea globală, relația cu finanțatorul, raportare și implementarea calendarului.
- **Responsabil tehnic (RTE)** – inginer autorizat ISC cu experiență în sisteme electroenergetice, responsabil de avizarea soluțiilor tehnice, coordonarea lucrărilor și verificarea conformității tehnice.
- **Responsabil achiziții** – cu experiență în legislația achizițiilor publice, responsabil de derularea procedurilor de atribuire și de verificarea conformității contractelor.
- **Responsabil financiar** – pentru asigurarea bugetării, urmărirea cheltuielilor eligibile și pregătirea documentelor financiar-contabile.
- **Responsabil mediu și sănătate–securitate în muncă** – pentru conformarea la obligațiile privind protecția mediului și implementarea măsurilor de securitate pe șantier.

Pentru buna operare și exploatare a sistemului este recomandabilă gestionarea delegată a complexului format din instalația fotovoltaică și cea de stocare. Pentru conformarea cu cerințele Ghidului de finanțare se va numi un responsabil de proiect, care va asigura comunicarea în relația cu autoritatea finanțatoare.

7.5. Respectarea principiului DNSH

Proiectul nu prejudiciază în mod semnificativ, pe durata întregului ciclu de viață al investiției, niciunul dintre cele șase obiective de mediu prevăzute la art. 17 din Regulamentul privind taxonomia (UE) 2020/852, completat cu Regulamentul delegat (UE) 2021/2139. Evaluarea de fond a fost realizată pentru obiectivele care o necesită, conform Anexei 3 la Ghidul solicitantului.

a) Atenuarea schimbărilor climatice

Investiția contribuie substanțial la atenuarea schimbărilor climatice prin înlocuirea consumului de energie din surse fosile cu energie produsă din sursă regenerabilă solară, destinată integral autoconsumului. Reducerea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră a fost calculată prin înmulțirea producției anuale estimate cu factorul de emisie mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile, de 0,5885 tCO₂/MWh, conform raportului ANRE, și este reflectată în indicatorul I.2. Proiectul nu generează emisii semnificative de gaze cu efect de seră în faza de operare.

b) Adaptarea la schimbările climatice

A fost realizată o evaluare a riscurilor climatice și a vulnerabilității, pe baza clasificării pericolelor legate de climă din Apendicele A la Regulamentul delegat (UE) 2021/2139, utilizând proiecții climatice în cadrul unei serii de scenarii viitoare, în concordanță cu durata de viață preconizată a instalațiilor. Riscurile climatice fizice identificate ca relevante pentru amplasament și soluțiile de adaptare încorporate în soluția tehnică sunt prezentate în tabelul următor.

Risc climatic fizic	Soluția de adaptare prevăzută în proiect
Vânt maxim și rafale	Dimensionarea structurii de susținere la încărcări din vânt conform normativelor în vigoare; sisteme de prindere verificate la smulgere
Sarcină din zăpadă	Dimensionarea structurii la încărcări din zăpadă specifice zonei; unghi de înclinare care favorizează evacuarea
Grindină	Module cu clasă de rezistență mecanică la impact conform standardelor aplicabile
Temperaturi extreme	Echipamente de stocare cu interval de funcționare minim -30 °C / +55 °C, cu sistem de răcire pe bază de lichid și aer cu admisie forțată
Precipitații intense, inundații	Grad de protecție minim IP55; amplasarea echipamentelor pe platformă ridicată; canalizații dimensionate pentru evacuare

Risc climatic fizic	Soluția de adaptare prevăzută în proiect
Descărcări atmosferice	Priză de pământ cu rezistența de dispersie de maximum 4 Ω ; protecții la supratensiuni pe circuitele DC și AC
Incendiu	Sistem de stingere integrat de tip aerosoli/apă la nivelul modulelor de stocare

Soluțiile de adaptare puse în aplicare nu afectează negativ eforturile de adaptare sau nivelul de reziliență la riscurile fizice legate de climă ale altor persoane, ale naturii, ale altor active sau activități economice și sunt în concordanță cu strategiile naționale și locale de adaptare la schimbările climatice. Concluzia evaluării de fond: proiectul nu conduce la creșterea efectului negativ al climatului actual și viitor preconizat.

c) Tranziția către o economie circulară

La momentul elaborării documentațiilor tehnico-economice și de achiziție, beneficiarul va evalua disponibilitatea și, acolo unde este posibil, va achiziționa echipamente și componente cu durabilitate și reciclabilitate ridicate, care pot fi demontate și pregătite pentru reciclare în mod facil, cu respectarea principiilor produselor durabile și a ierarhiei deșeurilor.

La momentul realizării lucrărilor de construcție și montaj, deșeurile rezultate vor fi colectate selectiv, sortate la locul de producere prin grija constructorului și predate operatorilor economici autorizați în vederea valorificării sau eliminării, pe bază de contracte. Constructorului i se va solicita ca cel puțin 70% din greutatea deșeurilor nepericuloase rezultate din construcții și demolări, cu excepția materialelor naturale din categoria 17 05 04, să fie pregătite pentru reutilizare, reciclare și alte operațiuni de valorificare materială, în conformitate cu ierarhia deșeurilor și cu Protocolul UE de gestionare a deșeurilor din construcții și demolări. Aceste prevederi vor fi incluse în documentațiile de achiziție și vor face obiectul raportărilor din perioada de implementare.

În etapa de operare și de dezafectare, deșeurile de echipamente electrice și electronice, respectiv panourile fotovoltaice, invertoarele și modulele de baterii ajunse la sfârșitul duratei de viață, vor fi gestionate în conformitate cu Directiva 2012/19/UE, transpusă în legislația națională prin OUG nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice, prin predare către operatori autorizați, cu asigurarea trasabilității. Concluzia evaluării de fond: proiectul nu conduce la o creștere semnificativă a generării de deșeuri și nu generează ineficiențe semnificative în utilizarea resurselor naturale.

d) Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor

Actul final de reglementare emis de autoritatea competentă pentru protecția mediului, în conformitate cu prevederile Directivei 2014/52/UE, transpusă în legislația națională prin Legea nr.

292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, va fi depus cel târziu în etapa de precontractare.

Investiția nu afectează terenuri arabile și terenuri cultivate cu un nivel moderat până la ridicat al fertilității solului și al biodiversității subterane, respectiv terenuri încadrate în clasele de calitate I și II, nu afectează terenuri recunoscute ca având o valoare ridicată a biodiversității sau care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție și nu afectează terenuri forestiere ori alte terenuri împădurite, astfel cum sunt definite conform definiției FAO a pădurii. Amplasamentul nu este situat în interiorul sau în vecinătatea unor zone sensibile din punctul de vedere al biodiversității.

Documentele justificative aferente vor fi prezentate astfel: declarație pe propria răspundere privind neinclusiunea terenului în fondul forestier, în etapa de evaluare; studiu pedologic, cel târziu în etapa de precontractare, în cazul terenurilor incluse în circuitul agricol; dovada scoaterii din circuitul agricol, înainte de depunerea cererii de prefinanțare sau, după caz, a primei cereri de rambursare.

Obiectivele privind utilizarea durabilă și protejarea resurselor de apă și a celor marine, respectiv prevenirea și controlul poluării, nu necesită evaluare de fond, conform Anexei 3 la Ghidul solicitantului și prevederilor Regulamentului delegat (UE) 2021/2139.

7.6. Încadrarea în regulile privind ajutorul de stat

Activitățile economice desfășurate de beneficiar au caracter strict auxiliar și nu depășesc 20% din capacitatea anuală totală a instituției. Beneficiarul se angajează să mențină acest prag pe toată perioada de implementare și de monitorizare a proiectului și să asigure evidență contabilă separată, pe conturi analitice distincte, pentru eventualele activități economice desfășurate în spațiile deservite de instalația finanțată. Energia produsă prin implementarea proiectului este utilizată integral pentru autoconsumul, în proporție de 100%.

7.7. Încadrarea în plafonul unitar de finanțare

Ajutorul public nerambursabil solicitat se încadrează în plafoanele stabilite prin Ghidul solicitantului, respectiv 900.000 euro/MW instalat, fără TVA, pentru proiectele care nu includ pompe de căldură și 1.100.000 euro/MW instalat, fără TVA, pentru cele care includ și pompe de căldură. Cursul de schimb utilizat este cursul BCE valabil la data întocmirii prezentului studiu de fezabilitate.

Element	Valoare	Observații
P_PV eligibil	0,100 MW	min(invertoare; panouri)
Plafon aplicabil	900.000 euro/MW	după includerea sau nu a pompelor de căldură

Element	Valoare	Observații
Ajutor maxim admisibil	90.000,00 euro	$P_{PV} \times \text{plafon}$
Valoare eligibilă solicitată	90.000,00 euro	ELIGIBIL FINAL fără TVA (Bugetul proiectului) = 473.823,00 lei; $\leq$ ajutor maxim
Contribuție proprie	120.760,25 euro	cheltuială neeligibilă în sarcina beneficiarului
Curs de referință	1 EUR = 5,2647 lei	BCE, 18.09.2026 (data reviziei 1 a SF)

7.8. Durabilitatea investiției și monitorizarea

Beneficiarul se angajează ca, pe o perioadă de 5 ani de la punerea în funcțiune, să mențină în funcțiune sistemul de producere a energiei electrice din surse regenerabile pentru autoconsum, să permită accesul reprezentanților finanțatorului și ai instituțiilor abilitate pentru verificări, inclusiv la fața locului, să permită accesul persoanelor autorizate în vederea colectării datelor referitoare la energia electrică produsă, să nu afecteze investiția finanțată și funcționarea acesteia prin modificarea imobilului pe care se implementează proiectul și să nu înstrăineze imobilul respectiv. Documentele aferente proiectului se păstrează pe o perioadă de 10 ani de la data ultimului ajutor plătit.

Beneficiarul se angajează de asemenea să demonstreze, în toate etapele de implementare, modul în care investiția contribuie la atingerea Țintelor stabilite în Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice privind utilizarea energiei din surse regenerabile, la Țintele stabilite în cadrul Fondului pentru Modernizare, precum și la obiectivul de neutralitate climatică pentru anul 2050.

7.9. Informare și publicitate

Activitățile de informare și publicitate se realizează cu respectarea măsurilor minime obligatorii din Manualul de identitate vizuală pentru Fondul pentru Modernizare, elaborat de Ministerul Energiei, și sunt detaliate în Planul de informare și publicitate anexat cererii de finanțare. Costurile aferente sunt prevăzute la poziția 5.4 din devizul general.

- Comunicat de presă pentru începerea proiectului, în termen de 30 de zile de la semnarea contractului de finanțare.
- Secțiune dedicată pe website-ul propriu, cuprinzând denumirea proiectului, valoarea totală cu reflectarea procentului de finanțare prin Fondul pentru Modernizare, localizarea cu identificarea fiecărei componente investiționale, activitățile principale, indicatorii proiectului și datele de contact.

- Afiș de dimensiunea A2, din material rezistent, amplasat la intrarea principală în clădire, pentru proiectele a căror valoare nu depășește 500.000 euro; panou temporar de 3 m x 2 m pentru proiectele care depășesc acest prag, expus în maximum 4 luni de la emiterea ordinului de începere a lucrărilor.
- Placă permanentă cu dimensiuni minime de 80 cm x 50 cm, montată în cel mult 3 luni de la finalizarea proiectului și menținută 2 ani de la data închiderii oficiale a Fondului pentru Modernizare.
- Comunicat de presă pentru finalizarea implementării, în termen de 30 de zile de la efectuarea ultimei rambursări.
- Toate materialele de informare și publicitate vor conține logo-ul Uniunii Europene, sigla Guvernului României și logo-ul Băncii Europene de Investiții, fiecare siglă având minimum 1 cm, precum și textul "Finanțat prin Fondul pentru Modernizare".

8. Concluzii și recomandări

Energia stocată în capacitățile de stocare provine în procent de 100% din instalația proprie de producție de energie electrică din sursă solară realizată prin proiect. Energia electrică produsă și stocată este destinată în proporție de 100% autoconsumului beneficiarului.

Analiza tehnică, economică și strategică realizată în cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate evidențiază necesitatea și oportunitatea implementării unui sistem de producere și stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru Comuna. Investiția propusă este pe deplin justificată atât din perspectiva funcțională, cât și din perspectiva integrării în politicile și obiectivele naționale și europene privind tranziția energetică, decarbonizarea și creșterea eficienței energetice.

Necesitatea obiectivului de investiții este certă, rezultând din:

- consumul de energie electrică al locurilor de consum ale beneficiarului, acoperit în prezent integral din rețea;
- componenta nocturnă a consumului, care nu poate fi acoperită direct din producția fotovoltaică fără stocare;

Sistemul BESS integrat reprezintă soluția tehnică optimă pentru utilizarea în regim de autoconsum a energiei fotovoltaice proprii, asigurând:

- transferul surplusului de producție din timpul zilei spre intervalele fără producție;
- reducerea puterii absorbite din SEN în orele de tarif ridicat;
- creșterea gradului de autoconsum al energiei regenerabile;
- gestionarea inteligentă a consumului nocturn (iluminat public și alte consumuri ale UAT).

ANEXE

Proiectant: RED SOCKET SRL
 Beneficiar: Comuna Șpring
 Obiect: Centrala electrica fotovoltaica cu sistem de stocare a energiei

DEVIZ OBIECT privind cheltuielile necesare realizarii				
Nr cap. Deviz General	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)
		Lei	Lei	Lei
1	2	3	4	5
Cheltuieli pentru investitia de baza				
CAPITOL I Constructii si instalatii				
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistenta	8.880,00	1.864,80	10.744,80
4.1.3	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalatii	32.314,00	6.785,94	39.099,94
4.1.5	Alte categorii de constructii	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL I		41.194,00	8.650,74	49.844,74
CAPITOL II Montaj				
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	57.100,00	11.991,00	69.091,00
TOTAL CAPITOL II		57.100,00	11.991,00	69.091,00
CAPITOL III Procurare				
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	325.355,00	68.324,55	393.679,55
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	35.000,00	7.350,00	42.350,00
TOTAL CAPITOL III		360.355,00	75.674,55	436.029,55
TOTAL DEVIZ OBIECT		458.649,00	96.316,29	554.965,29

Proiectant
 RED SOCKET SRL



Proiectant:	RED SOCKET SRL
Beneficiar:	Comuna Șpring
Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba	

DEVIZ GENERAL

al obiectivului de investiții

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
Total capitol 2		0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
	3.1.1. Studii de teren	0,00	0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	43.654,54	9.167,45	52.821,99
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	27.075,45	5.685,84	32.761,29
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	2.000,00	420,00	2.420,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	14.579,09	3.061,61	17.640,70
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	12.000,00	2.520,00	14.520,00
3.7	Consultanță	91.000,00	19.110,00	110.110,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	84.000,00	17.640,00	101.640,00
	3.7.2. Auditul financiar	7.000,00	1.470,00	8.470,00
3.8	Asistență tehnică	2.000,00	420,00	2.420,00

	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	1.000,00	210,00	1.210,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	500,00	105,00	605,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	500,00	105,00	605,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	1.000,00	210,00	1.210,00
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate și sănătate - conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006	0,00	0,00	0,00
Total capitol 3		148.654,54	31.217,45	179.871,99
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	41.194,00	8.650,74	49.844,74
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	57.100,00	11.991,00	69.091,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	325.355,00	68.324,55	393.679,55
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	35.000,00	7.350,00	42.350,00
Total capitol 4		458.649,00	96.316,29	554.965,29
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	7.000,00	1.470,00	8.470,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	7.000,00	1.470,00	8.470,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	1.081,23	0,00	1.081,23
	5.2.1. Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	491,47	0,00	491,47
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	98,29	0,00	98,29
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	491,47	0,00	491,47
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	3.500,00	735,00	4.235,00
Total capitol 5		11.581,23	2.205,00	13.786,23
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
Total capitol 6		0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	148.825,89	31.253,44	180.079,33
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
Total capitol 7		148.825,89	31.253,44	180.079,33
TOTAL GENERAL		767.710,66	160.992,18	928.702,84
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		98.294,00	20.641,74	118.935,74

Proiectant
RED SOCKET SRL

Septembrie
2026

Comuna Șpring

Beneficiar,



Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba

INDICATORI DE PROIECT

Scurtă descriere: Proiectul vizează realizarea unei capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară (centrală fotovoltaică cu puterea instalată eligibilă $P_{PV} = 100$ kW), cu capacitate de stocare integrată de 0,261 MWh (capacitate utilă 234,9 kWh la DoD 90%), destinată exclusiv autoconsumului beneficiarului. Energia stocată în capacitățile de stocare provine în procent de 100% din instalația proprie de producție de energie electrică din sursă solară realizată prin proiect.

Obiectivul principal al proiectului este creșterea gradului de independență energetică, acoperirea unei părți din consumul propriu de energie electrică al locurilor de consum declarate, reducerea costurilor operaționale și a emisiilor de gaze cu efect de seră.

INDICATORI TEHNICI

Indicator	Valoare
Panou fotovoltaic 625 Wp	160 buc
Invertor trifazic 50 kW	2 buc
Modul de stocare 261 kWh	1 buc
Capacitate nou înființată de producere a energiei electrice (P_{PV} eligibil)	100 kW
Capacitatea de stocare (E_{nom} / DoD)	261,00 kWh / 90 %
Capacitatea utilă de stocare ($E_{util} = E_{nom} \times 90\%$)	234,9 kWh
Puterea nominală a sistemului de stocare (P_{stoc})	100 kW
Durata de stocare (E_{util} / P_{PV})	2,35 h

INDICATORI ECONOMICI

INDICATOR	Fără TVA (lei)	TVA (lei)	TVA inclus (lei)
VALOARE TOTALĂ PROIECT	767.710,66	160.992,18	928.702,84
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	98.294,00	20.641,74	118.935,74

Proiectul va fi depus spre finanțare prin Fondul pentru Modernizare, Programul-cheie 1 - „Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie solară, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entități publice”.



Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba

INDICATORI DE PROIECT (Ghid - I.1-I.7 și AC.1-AC.5, conform SF §5.4.b)

Cod	Indicator	UM	Valoare	Document suport
I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară	MW	0,100	SF §5.3.c, §5.7.1
I.2	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră	t CO ₂ echiv./an	73,82	calcul §5.4.b
I.3	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile de energie solară	MWh/an	125,439	raport de simulare
I.4	Producția totală de energie electrică pentru perioada de referință (20 ani)	MWh	2.508,770	calcul §5.4.b
I.5	Factorul de capacitate al centralei electrice	%	14,32	calcul §5.4.b
I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei	MWh	0,261	SF §5.7.2
I.7	Capacitate nou instalată pentru pompe de căldură	kW	Nu este cazul	SF §5.3.c
AC.1	C _{an} – consum anual de referință (consumatori existenți, facturi 12 luni)	kWh/an	127.631,20	centralizatorul facturilor / audit electroenergetic
AC.2	P _{an} – producția anuală estimată	kWh/an	125.438,50	raport de simulare
AC.3	R _{ac} = P _{an} / C _{an} – raport de dimensionare pentru autoconsum	–	0,983	calcul; ≤ 1,00
AC.4	R _P – raport putere stocare / putere PV	–	1,00	fișa 5.7.1
AC.5	E _{stoc} – capacitatea de stocare a energiei	kWh	E _{nom} 261 / E _{util} 234,9 (DoD 90%)	fișa 5.7.2

Proiectant,

Proiectant:	RED SOCKET SRL
Beneficiar:	Comuna Șpring
Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba	

DEVIZ GENERAL - SCENARIUL NERECOMANDAT

al obiectivului de investiții

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
Total capitol 2		0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
	3.1.1. Studii de teren	0,00	0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	43.654,54	9.167,45	52.821,99
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	27.075,45	5.685,84	32.761,29
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	2.000,00	420,00	2.420,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	14.579,09	3.061,61	17.640,70
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	12.000,00	2.520,00	14.520,00
3.7	Consultanță	91.000,00	19.110,00	110.110,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	84.000,00	17.640,00	101.640,00
	3.7.2. Auditul financiar	7.000,00	1.470,00	8.470,00
3.8	Asistență tehnică	2.000,00	420,00	2.420,00

	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	1.000,00	210,00	1.210,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	500,00	105,00	605,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	500,00	105,00	605,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	1.000,00	210,00	1.210,00
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate și sănătate - conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006	0,00	0,00	0,00
Total capitol 3		148.654,54	31.217,45	179.871,99
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	41.194,00	8.650,74	49.844,74
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	62.810,00	13.190,10	76.000,10
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	390.426,00	81.989,46	472.415,46
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	35.000,00	7.350,00	42.350,00
Total capitol 4		529.430,00	111.180,30	640.610,30
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	7.000,00	1.470,00	8.470,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	7.000,00	1.470,00	8.470,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	1.144,04	0,00	1.144,04
	5.2.1. Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	520,02	0,00	520,02
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	104,00	0,00	104,00
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	520,02	0,00	520,02
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	3.500,00	735,00	4.235,00
Total capitol 5		11.644,04	2.205,00	13.849,04
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
Total capitol 6		0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	166.521,14	34.969,44	201.490,58
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
Total capitol 7		166.521,14	34.969,44	201.490,58
TOTAL GENERAL		856.249,72	179.572,19	1.035.821,91
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		104.004,00	21.840,84	125.844,84

Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba
DEVIZ GENERAL al obiectivului de investiții (EUR)
Curs de referință: 1 EUR = 5,2647 lei (BCE, 18.09.2026)

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA EUR	TVA EUR	Valoare cu TVA EUR
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
	Total capitol 2	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
3.1.1	Studii de teren	0,00	0,00	0,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	8.291,94	1.741,31	10.033,25
3.5.1	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	5.142,83	1.079,99	6.222,82
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	379,89	79,78	459,67
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	2.769,22	581,54	3.350,76
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	2.279,33	478,66	2.757,99
3.7	Consultanță	17.284,94	3.629,84	20.914,78
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	15.955,33	3.350,62	19.305,95
3.7.2	Auditul financiar	1.329,61	279,22	1.608,83
3.8	Asistență tehnică	379,88	79,77	459,65
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	189,94	39,88	229,82
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	94,97	19,94	114,91
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către ISC	94,97	19,94	114,91
3.8.2	Dirigenție de șantier	189,94	39,89	229,83
	Total capitol 3	28.236,09	5.929,58	34.165,67
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	7.824,57	1.643,16	9.467,73
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	10.845,82	2.277,62	13.123,44
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	61.799,34	12.977,86	74.777,20
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	6.648,05	1.396,09	8.044,14
	Total capitol 4	87.117,78	18.294,73	105.412,51
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	1.329,61	279,22	1.608,83
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	1.329,61	279,22	1.608,83
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	205,37	0,00	205,37
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	93,35	0,00	93,35
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	18,67	0,00	18,67
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	93,35	0,00	93,35
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA EUR	TVA EUR	Valoare cu TVA EUR
1	2	3	4	5
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	664,81	139,61	804,42
	Total capitol 5	2.199,79	418,83	2.618,62
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 6	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	28.268,64	5.936,41	34.205,05
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 7	28.268,64	5.936,41	34.205,05
	TOTAL GENERAL	145.822,30	30.579,55	176.401,85
	din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	18.670,39	3.920,78	22.591,17

Proiectant,
SC RED SOCKET SRL



Beneficiar,
Comuna Șpring

Proiectant: SC RED SOCKET SRL
Beneficiar: Comuna Șpring, județul Alba

Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba

DEVIZ GENERAL – SCENARIUL NERECOMANDAT (EUR)

Curs de referință: 1 EUR = 5,2647 lei (BCE, 18.09.2026)

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA EUR	TVA EUR	Valoare cu TVA EUR
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
	Total capitol 2	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
3.1.1	Studii de teren	0,00	0,00	0,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	8.291,94	1.741,31	10.033,25
3.5.1	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	5.142,83	1.079,99	6.222,82
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	379,89	79,78	459,67
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	2.769,22	581,54	3.350,76
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	2.279,33	478,66	2.757,99
3.7	Consultanță	17.284,94	3.629,84	20.914,78
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	15.955,33	3.350,62	19.305,95
3.7.2	Auditul financiar	1.329,61	279,22	1.608,83
3.8	Asistență tehnică	379,88	79,77	459,65
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	189,94	39,88	229,82
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	94,97	19,94	114,91
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către ISC	94,97	19,94	114,91
3.8.2	Dirigenție de șantier	189,94	39,89	229,83
	Total capitol 3	28.236,09	5.929,58	34.165,67
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	7.824,57	1.643,16	9.467,73
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	11.930,40	2.505,38	14.435,78
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	74.159,21	15.573,43	89.732,64
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	6.648,05	1.396,09	8.044,14
	Total capitol 4	100.562,23	21.118,06	121.680,29
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	1.329,61	279,22	1.608,83
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	1.329,61	279,22	1.608,83
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	217,29	0,00	217,29
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	98,77	0,00	98,77
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	19,75	0,00	19,75
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	98,77	0,00	98,77
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA EUR	TVA EUR	Valoare cu TVA EUR
1	2	3	4	5
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	664,81	139,61	804,42
	Total capitol 5	2.211,71	418,83	2.630,54
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 6	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	31.629,75	6.642,25	38.272,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 7	31.629,75	6.642,25	38.272,00
	TOTAL GENERAL	162.639,78	34.108,72	196.748,50
	din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	19.754,97	4.148,54	23.903,51

Proiectant,
SC RED SOCKET SRL



Beneficiar,
Comuna Șpring

Proiectant: SC RED SOCKET SRL
Beneficiar: Comuna Șpring, județul Alba

Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba

BUGETUL PROIECTULUI (lei)

Curs de referință: 1 EUR = 5,2647 lei (BCE, 18.09.2026)

Sursa valorilor: DG (scenariul 1) din SPRING_Documentatie-economica.pdf, prin referință vie (foaia DG_lei). TVA este eligibilă (entitate publică, TVA nedeductibilă). Finanțarea maximă: 900.000 EUR/MW fără TVA, respectiv 1.089.000 EUR/MW cu TVA — sumele fără TVA se compară cu plafonul fără TVA, cele cu TVA cu plafonul cu TVA. Cap. 3.7.1 eligibil în limita a 20.000 EUR fără TVA. Curs: 1 EUR = 5,2647 lei (BCE, 18.09.2026).

Categorie	Subcategorie	Cap. deviz	Sursa	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA	Elig.	Eligibil fără TVA	Eligibil cu TVA	Neeligibil fără TVA	Neeligibil cu TVA
Obținerea și amenajarea terenului	Obținerea terenului	1.1	DG!C10	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Amenajarea terenului	1.2	DG!C11	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	1.3	DG!C12	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Asigurarea utilităților	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	1.4	DG!C13	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	2	DG!C16	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Proiectare și asistență tehnică	Studii de teren	3.1.1	DG!C19	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Raport privind impactul asupra mediului	3.1.2	DG!C20	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Alte studii specifice	3.1.3	DG!C21	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Obținerea de avize, acorduri și autorizații	3.2	DG!C22	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Expertizare tehnică	3.3	DG!C23	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Certificarea performanței energetice și auditul energetic	3.4	DG!C24	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — temă de proiectare	3.5.1	DG!C26	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — studiu de preferezabilitate	3.5.2	DG!C27	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — SF/DALI și deviz general	3.5.3	DG!C28	27.075,45	5.685,84	32.761,29	DA	27.075,45	32.761,29	0,00	0,00
	Proiectare — documentații pentru avize/acorduri/autorizații	3.5.4	DG!C29	2.000,00	420,00	2.420,00	DA	2.000,00	2.420,00	0,00	0,00
	Proiectare — verificarea tehnică de calitate	3.5.5	DG!C30	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — proiect tehnic și detalii de execuție	3.5.6	DG!C31	14.579,09	3.061,61	17.640,70	DA	14.579,09	17.640,70	0,00	0,00
	Organizarea procedurilor de achiziție	3.6	DG!C32	12.000,00	2.520,00	14.520,00	NU	0,00	0,00	12.000,00	14.520,00
	Consultanță și management de proiect	3.7.1	DG!C34	84.000,00	17.640,00	101.640,00	DA	84.000,00	101.640,00	0,00	0,00
	Auditul financiar	3.7.2	DG!C35	7.000,00	1.470,00	8.470,00	DA	7.000,00	8.470,00	0,00	0,00
	Asistență tehnică din partea proiectantului — execuție	3.8.1.1	DG!C38	500,00	105,00	605,00	DA	500,00	605,00	0,00	0,00
	Asistență tehnică din partea proiectantului — faze ISC	3.8.1.2	DG!C39	500,00	105,00	605,00	DA	500,00	605,00	0,00	0,00
	Plata diriginților de șantier	3.8.2	DG!C40	1.000,00	210,00	1.210,00	DA	1.000,00	1.210,00	0,00	0,00
	Investiția de bază										
	Construcții și instalații	4.1	DG!C43	41.194,00	8.650,74	49.844,74	DA	41.194,00	49.844,74	0,00	0,00
	Montaj utilaje și echipamente	4.2	DG!C44	57.100,00	11.991,00	69.091,00	DA	57.100,00	69.091,00	0,00	0,00
	Utilaje și echipamente care necesită montaj	4.3	DG!C45	325.355,00	68.324,55	393.679,55	DA	325.355,00	393.679,55	0,00	0,00
	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	4.4	DG!C46	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Dotări	4.5	DG!C47	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Active necorporale	4.6	DG!C48	35.000,00	7.350,00	42.350,00	DA	35.000,00	42.350,00	0,00	0,00
	Organizare de șantier										
	Lucrări de construcții și instalații	5.1.1	DG!C52	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Cheltuieli conexe	5.1.2	DG!C53	7.000,00	1.470,00	8.470,00	DA	7.000,00	8.470,00	0,00	0,00

Categorie	Subcategorie	Cap. deviz	Sursa	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA	Elig.	Eligibil fără TVA	Eligibil cu TVA	Neeligibil fără TVA	Neeligibil cu TVA
Comisioane, cote, taxe, costul creditului	Comisioane și dobânzi aferente creditului	5.2.1	DG!C55	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Cota ISC — controlul calității lucrărilor	5.2.2	DG!C56	491,47	0,00	491,47	NU	0,00	0,00	491,47	491,47
	Cota ISC — urbanism și autorizare	5.2.3	DG!C57	98,29	0,00	98,29	NU	0,00	0,00	98,29	98,29
	Cota Casei Sociale a Constructorilor	5.2.4	DG!C58	491,47	0,00	491,47	NU	0,00	0,00	491,47	491,47
	Taxe pentru acorduri, avize și autorizația de construire	5.2.5	DG!C59	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
Diverse și neprevăzute	Cheltuieli diverse și neprevăzute	5.3	DG!C60	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Informare și publicitate	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.4	DG!C61	3.500,00	735,00	4.235,00	DA	3.500,00	4.235,00	0,00	0,00
Probe tehnologice și teste	Pregătirea personalului de exploatare	6.1	DG!C64	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Probe tehnologice și teste	6.2	DG!C65	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Marja de buget	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	7.1	DG!C68	148.825,89	31.253,44	180.079,33	NU	0,00	0,00	148.825,89	180.079,33
Rezervă pentru ajustarea de preț	Rezervă de implementare pentru ajustarea de preț	7.2	DG!C69	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL CONFORM GHID				767.710,66	160.992,18	928.702,84		605.803,54	733.022,28	161.907,12	195.680,56

CONTROL ȘI PLAFONAREA LA VALOAREA FINANȚĂRII	fără TVA	cu TVA
Total din buget	767.710,66	928.702,84
TOTAL GENERAL din DG	767.710,66	928.702,84
Diferență buget – DG (trebuie 0)	0,00	0,00
Eligibil conform Ghid	605.803,54	733.022,28
Neeligibil conform Ghid	161.907,12	195.680,56
Valoare finanțare (900.000 / 1.089.000 EUR/MW × I.1)	473.823,00	573.325,83
Depășire a finanțării de către eligibilul din Ghid	131.980,54	159.696,45
ELIGIBIL FINAL (plafonat la finanțare)	473.823,00	573.325,83
NEELIGIBIL FINAL (Ghid + depășirea finanțării)	293.887,66	355.377,01
Verificare: eligibil final + neeligibil final – total (trebuie 0)	0,00	0,00
Contribuția beneficiarului = neeligibil final	293.887,66	355.377,01

Proiectant: SC RED SOCKET SRL
Beneficiar: Comuna Șpring, județul Alba

Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba

BUGETUL PROIECTULUI (EUR)

Curs de referință: 1 EUR = 5,2647 lei (BCE, 18.09.2026)

Sursa valorilor: DG (scenariul 1) din SPRING_Documentatie-economica.pdf, prin referință vie (foaia DG_lei). TVA este eligibilă (entitate publică, TVA nedeductibilă). Finanțarea maximă: 900.000 EUR/MW fără TVA, respectiv 1.089.000 EUR/MW cu TVA — sumele fără TVA se compară cu plafonul fără TVA, cele cu TVA cu plafonul cu TVA. Cap. 3.7.1 eligibil în limita a 20.000 EUR fără TVA. Curs: 1 EUR = 5,2647 lei (BCE, 18.09.2026).

Categorie	Subcategorie	Cap. deviz	Sursa	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA	Elig.	Eligibil fără TVA	Eligibil cu TVA	Neeligibil fără TVA	Neeligibil cu TVA
Obținerea și amenajarea terenului	Obținerea terenului	1.1	DG!C10	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Amenajarea terenului	1.2	DG!C11	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	1.3	DG!C12	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Asigurarea utilităților	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	1.4	DG!C13	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	2	DG!C16	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Proiectare și asistență tehnică	Studii de teren	3.1.1	DG!C19	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Raport privind impactul asupra mediului	3.1.2	DG!C20	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Alte studii specifice	3.1.3	DG!C21	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Obținerea de avize, acorduri și autorizații	3.2	DG!C22	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Expertizare tehnică	3.3	DG!C23	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Certificarea performanței energetice și auditul energetic	3.4	DG!C24	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — temă de proiectare	3.5.1	DG!C26	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — studiu de preferezabilitate	3.5.2	DG!C27	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — SF/DALI și deviz general	3.5.3	DG!C28	5.142,83	1.079,99	6.222,82	DA	5.142,83	6.222,82	0,00	0,00
	Proiectare — documentații pentru avize/acorduri/autorizații	3.5.4	DG!C29	379,89	79,78	459,67	DA	379,89	459,67	0,00	0,00
	Proiectare — verificarea tehnică de calitate	3.5.5	DG!C30	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — proiect tehnic și detalii de execuție	3.5.6	DG!C31	2.769,22	581,54	3.350,76	DA	2.769,22	3.350,76	0,00	0,00
	Organizarea procedurilor de achiziție	3.6	DG!C32	2.279,33	478,66	2.757,99	NU	0,00	0,00	2.279,33	2.757,99
	Consultanță și management de proiect	3.7.1	DG!C34	15.955,33	3.350,62	19.305,95	DA	15.955,33	19.305,95	0,00	0,00
	Auditul financiar	3.7.2	DG!C35	1.329,61	279,22	1.608,83	DA	1.329,61	1.608,83	0,00	0,00
	Asistență tehnică din partea proiectantului — execuție	3.8.1.1	DG!C38	94,97	19,94	114,91	DA	94,97	114,91	0,00	0,00
	Asistență tehnică din partea proiectantului — faze ISC	3.8.1.2	DG!C39	94,97	19,94	114,91	DA	94,97	114,91	0,00	0,00
	Plata diriginților de șantier	3.8.2	DG!C40	189,94	39,89	229,83	DA	189,94	229,83	0,00	0,00
Investiția de bază	Construcții și instalații	4.1	DG!C43	7.824,57	1.643,16	9.467,73	DA	7.824,57	9.467,73	0,00	0,00
	Montaj utilaje și echipamente	4.2	DG!C44	10.845,82	2.277,62	13.123,44	DA	10.845,82	13.123,44	0,00	0,00
	Utilaje și echipamente care necesită montaj	4.3	DG!C45	61.799,34	12.977,86	74.777,20	DA	61.799,34	74.777,20	0,00	0,00
	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	4.4	DG!C46	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Dotări	4.5	DG!C47	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Active necorporale	4.6	DG!C48	6.648,05	1.396,09	8.044,14	DA	6.648,05	8.044,14	0,00	0,00
	Organizare de șantier	5.1.1	DG!C52	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Cheltuieli conexe	5.1.2	DG!C53	1.329,61	279,22	1.608,83	DA	1.329,61	1.608,83	0,00	0,00

Categorie	Subcategorie	Cap. deviz	Sursa	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA	Elig.	Eligibil fără TVA	Eligibil cu TVA	Neeligibil fără TVA	Neeligibil cu TVA
Comisioane, cote, taxe, costul creditului	Comisioane și dobânzi aferente creditului	5.2.1	DG!C55	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Cota ISC — controlul calității lucrărilor	5.2.2	DG!C56	93,35	0,00	93,35	NU	0,00	0,00	93,35	93,35
	Cota ISC — urbanism și autorizare	5.2.3	DG!C57	18,67	0,00	18,67	NU	0,00	0,00	18,67	18,67
	Cota Casei Sociale a Constructorilor	5.2.4	DG!C58	93,35	0,00	93,35	NU	0,00	0,00	93,35	93,35
	Taxe pentru acorduri, avize și autorizația de construire	5.2.5	DG!C59	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
Diverse și neprevăzute	Cheltuieli diverse și neprevăzute	5.3	DG!C60	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Informare și publicitate	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.4	DG!C61	664,81	139,61	804,42	DA	664,81	804,42	0,00	0,00
Probe tehnologice și teste	Pregătirea personalului de exploatare	6.1	DG!C64	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Probe tehnologice și teste	6.2	DG!C65	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Marja de buget	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	7.1	DG!C68	28.268,64	5.936,41	34.205,05	NU	0,00	0,00	28.268,64	34.205,05
Rezervă pentru ajustarea de preț	Rezervă de implementare pentru ajustarea de preț	7.2	DG!C69	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL CONFORM GHID				145.822,30	30.579,55	176.401,85		115.068,96	139.233,44	30.753,34	37.168,41

CONTROL ȘI PLAFONAREA LA VALOAREA FINANȚĂRII	fără TVA	cu TVA
Total din buget	145.822,30	176.401,85
TOTAL GENERAL din DG (Deviz general EUR – suma valorilor rotunjite)	145.822,30	176.401,85
Diferență buget – DG (trebuie 0)	0,00	0,00
Eligibil conform Ghid	115.068,96	139.233,44
Neeligibil conform Ghid	30.753,34	37.168,41
Valoare finanțare (900.000 / 1.089.000 EUR/MW × I.1)	90.000,00	108.900,00
Depășire a finanțării de către eligibilul din Ghid	25.068,96	30.333,44
ELIGIBIL FINAL (plafonat la finanțare)	90.000,00	108.900,00
NEELIGIBIL FINAL (Ghid + depășirea finanțării)	55.822,30	67.501,85
Verificare: eligibil final + neeligibil final – total (trebuie 0)	0,00	0,00
Contribuția beneficiarului = neeligibil final	55.822,30	67.501,85

Proiectant: SC RED SOCKET SRL
Beneficiar: Comuna Șpring, județul Alba

Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba

BUGET INDICATIV – structura Cererii de finanțare (EUR, fără zecimale)

Curs de referință: 1 EUR = 5,2647 lei (BCE, 18.09.2026)

Cap. CF	Denumire	Cap. DG sursă	Total [EUR]	Eligibil [EUR]	Neeligibil [EUR]	din care: depășirea plafonului de finanțare [EUR]
1.1	Obținerea terenului	1.1	0	0	0	0
1.2	Amenajarea terenului	1.2	0	0	0	0
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	1.3	0	0	0	0
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	1.4	0	0	0	0
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	2	0	0	0	0
3.1.1	Studii de teren	3.1.1	0	0	0	0
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	3.1.2	0	0	0	0
3.1.3	Alte studii specifice	3.1.3	0	0	0	0
3.2	Obținerea de avize, acorduri și autorizații	3.2	0	0	0	0
3.3	Expertizare tehnică	3.3	0	0	0	0
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic	3.4	0	0	0	0
3.5.1	Proiectare — temă de proiectare	3.5.1	0	0	0	0
3.5.2	Proiectare — studiu de prefezabilitate	3.5.2	0	0	0	0
3.5.3	Proiectare — SF/DALI și deviz general	3.5.3	6.223	4.867	1.356	1.356
3.5.4	Proiectare — documentații pentru avize/acorduri/autorizații	3.5.4	460	360	100	100
3.5.5	Proiectare — verificarea tehnică de calitate	3.5.5	0	0	0	0
3.5.6	Proiectare — proiect tehnic și detalii de execuție	3.5.6	3.351	2.621	730	730
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	3.6	2.758	0	2.758	0
3.7.1	Consultanță și management de proiect	3.7.1	19.306	15.100	4.206	4.206
3.7.3	Auditul financiar	3.7.2	1.609	1.258	351	351
3.8.1.1	Asistență tehnică din partea proiectantului — execuție	3.8.1.1	115	90	25	25
3.8.1.2	Asistență tehnică din partea proiectantului — faze ISC	3.8.1.2	115	90	25	25
3.8.2	Plata diriginților de șantier	3.8.2	230	180	50	50
4.1	Construcții și instalații	4.1	9.468	7.405	2.063	2.063
4.2	Montaj utilaje și echipamente	4.2	13.123	10.264	2.859	2.859
4.3	Utilaje și echipamente care necesită montaj	4.3	74.777	58.486	16.291	16.290
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	4.4	0	0	0	0
4.5	Dotări	4.5	0	0	0	0
4.6	Active necorporale	4.6	8.044	6.292	1.752	1.752
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații	5.1.1	0	0	0	0
5.1.2	Cheltuieli conexe	5.1.2	1.609	1.258	351	351
5.2.1	Comisioane și dobânzi aferente creditului	5.2.1	0	0	0	0
5.2.2	Cota ISC — controlul calității lucrărilor	5.2.2	93	0	93	0
5.2.3	Cota ISC — urbanism și autorizare	5.2.3	19	0	19	0
5.2.4	Cota Casei Sociale a Constructorilor	5.2.4	93	0	93	0
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize și autorizația de construire	5.2.5	0	0	0	0
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	5.3	0	0	0	0
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.4	804	629	175	175
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	6.1	0	0	0	0
6.2	Probe tehnologice și teste	6.2	0	0	0	0
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	7.1	34.205	0	34.205	0
7.2	Rezervă de implementare pentru ajustarea de preț	7.2	0	0	0	0
TOTAL			176.402	108.900	67.502	30.333

Eligibil conform Ghidului, înainte de plafonare [EUR, cu TVA]
Valoarea finanțării – plafon (1.1 × 1.089.000 EUR/MW) [EUR, cu TVA]
Depășirea plafonului, încadrată la neeligibil [EUR, cu TVA]
Verificare: eligibil = ELIGIBIL FINAL; total = total DG (TRUE/FALSE)

139.233
108.900
30.333
1

Proiectant: SC RED SOCKET SRL
Beneficiar: Comuna Șpring, județul Alba

Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba

PLAN FINANCIAR (EUR, cu TVA)

Curs de referință: 1 EUR = 5,2647 lei (BCE, 18.09.2026)

Sursa	Valoare [EUR]	%
Ajutor public nerambursabil (ELIGIBIL FINAL cu TVA)	108.900,00	61,73 %
Contribuția beneficiarului (NEELIGIBIL FINAL cu TVA)	67.501,85	38,27 %
TOTAL PROIECT	176.401,85	100,00 %

Analiza cost-beneficiu – Ipoteze

Proiectant: SC RED SOCKET SRL			
Beneficiar: Comuna Șpring, județul Alba			
Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba			
ANALIZA COST-BENEFICIU – IPOTEZE			
Curs de referință: 1 EUR = 5,2647 lei (BCE, 18.09.2026)			
Parametru	Valoare	UM	Sursă / stare
Curs de referință	5,2647	lei/EUR	Tabelul proiectelor – BCE 18.09.2026
An de bază (anul SF)	2026	–	SF rev. 1
Primul an al implementării	2027	–	implementare 12 luni, PIF ≤ 31.12.2029
Perioada de operare	20	ani	Ghid 1.5 (1.4 – 20 ani)
Rata de actualizare financiară	0,0500	–	5% – decizie beneficiar/proiectant (U-10)
Rata socială de actualizare	0,0500	–	5% – decizie beneficiar/proiectant (U-10)
Producția anuală P_an (anul 1)	125.438,50	kWh/an	SF – simulare (AC.2)
Degradare anuală producție	0,0040	–	0,4%/an – decizie (U-10)
Autoconsum	1	–	100% autoconsum (Ghid 1.3.1) – energia evacuată are valoare 0
Tarif mediu evitat (cu TVA)	1,1600	lei/kWh	preț mediu estimat al energiei electrice pentru clienții noncasnici din România – 1,16 lei/kWh (ANRE, prețul mediu plătit de consumatorii noncasnici în 2025, date prezentate de vicepreședintele ANRE, economica.net, 19.11.2025); valoarea este considerată în analiză ca preț final cu TVA (ipoteză conservatoare). Tariful este un tarif mediu estimat, utilizat exclusiv pentru cuantificarea teoretică a beneficiilor (economii la factura de energie electrică)
Costuri O&M anuale	40.500,00	lei/an	SF §3.3 (tabel costuri de operare: total 40.500 lei/an) – considerate cu TVA
An înlocuire echipamente	15	–	anul 15 de operare – decizie (U-10)
Cost înlocuire echipamente	98.419,89	lei	25% din cap. 4.3 al DG (integral), cu TVA: $0,25 \times 393.679,55$ lei – decizie (U-10)
Investiție cu TVA (fără cap. 7)	748.623,51	lei	SPRING_Documentatie-economica.pdf – DG: total general – cap. 7
Investiție fără TVA (fără cap. 7)	618.884,77	lei	SPRING_Documentatie-economica.pdf
Ajutor public nerambursabil (ELIGIBIL FINAL cu TVA)	573.325,83	lei	Bugetul proiectului
Factor de emisie	0,5885	tCO ₂ /MWh	Ghid (ANRE 2023)
Factor de conversie prețuri (economic)	0,8264	–	prețuri fără TVA; alți factori = 1
Valoare reziduală	0	lei	0 – metodă conservatoare

Analiza cost-beneficiu – Ipoteze

Proiectant: SC RED SOCKET SRL			
Preț CO ₂ (certificate EUA)	88	EUR/tCO ₂	preț de piață estimat: contract EUA decembrie 2026, cotație septembrie 2026 (embapower.ro); constant pe întreaga perioadă de analiză, identic pentru toate pozițiile
Consum anual previzionat – limita energiei valorizate	127.631,20	kWh/an	AC.1 + consumatori noi (audit electroenergetic) – energia produsă peste consum nu se valorizează
Notă: analiza cost-beneficiu este o cuantificare teoretică. Proiectul nu va produce efectiv venituri; „veniturile” (beneficiile) sunt ipotetice și reprezintă economiile la factura de energie electrică realizate de beneficiar prin autoconsum.			

Analiza cost-beneficiu – Indicatori

Proiectant: SC RED SOCKET SRL		
Beneficiar: Comuna Șpring, județul Alba		
Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba		
ANALIZA COST-BENEFICIU – INDICATORI		
Curs de referință: 1 EUR = 5,2647 lei (BCE, 18.09.2026)		
Indicator	Valoare	Condiție / interpretare
VANF/C – valoarea actualizată netă financiară a investiției [lei]	456.582,90	—
RIRF/C – rata internă de rentabilitate financiară a investiției	11,82 %	—
VANF/K – valoarea actualizată netă financiară a capitalului propriu [lei]	1.029.908,73	—
RIRF/K – rata internă de rentabilitate a capitalului	59,31 %	—
Raport B/C financiar	1,35	> 1
Perioada de recuperare (flux cumulat FC ≥ 0) [ani]	8,00	ani de operare
VANE – valoarea actualizată netă economică [lei]	790.184,61	> 0
RIRE – rata internă de rentabilitate economică	18,21 %	> rata socială (5%)
Raport B/C economic	1,73	> 1

Analiza cost-beneficiu – Sensitivitate

Proiectant: SC RED SOCKET SRL					
Beneficiar: Comuna Șpring, județul Alba					
Înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din sursă solară pentru acoperirea consumului propriu în comuna Șpring, județul Alba					
ANALIZA DE SENZITIVITATE (VANF/C și VANE, lei)					
Curs de referință: 1 EUR = 5,2647 lei (BCE, 18.09.2026)					
Variabilă	-20%	-10%	+10%	+20%	Valoare de comutare
Investiție – VANF/C	606.307,60	531.445,25	381.720,55	306.858,20	+61,0%
Investiție – VANE	913.961,57	852.073,09	728.296,14	666.407,66	+127,7%
Producție – VANF/C	105.129,39	280.856,14	632.309,66	808.036,42	-26,0%
Producție – VANE	417.120,96	603.652,79	976.716,44	1.163.248,27	-42,4%
Tarif evitat – VANF/C	105.129,39	280.856,14	632.309,66	808.036,42	-26,0%
Tarif evitat – VANE	499.727,16	644.955,89	935.413,34	1.080.642,07	-54,4%
Cost O&M – VANF/C	557.526,81	507.054,85	406.110,95	355.639,00	+90,5%
Cost O&M – VANE	873.609,33	831.896,97	748.472,26	706.759,90	+189,4%

Analiza cost-beneficiu – Flux_financiar

t	An	Energie autoconsumată [kWh]	Beneficiu – cost evitat [lei]	O&M [lei]	Înlocuiri [lei]	Investiție [lei]	Flux net FC (fără grant) [lei]	Flux net FK (cu grant) [lei]	Flux cumulat FC [lei]
0	2027	0,00	0,00	0,00	0,00	748.623,51	-748.623,51	-175.297,68	-748.623,51
1	2028	125.438,50	145.508,66	40.500,00	0,00	0,00	105.008,66	105.008,66	-643.614,85
2	2029	124.936,75	144.926,63	40.500,00	0,00	0,00	104.426,63	104.426,63	-539.188,22
3	2030	124.437,00	144.346,92	40.500,00	0,00	0,00	103.846,92	103.846,92	-435.341,31
4	2031	123.939,25	143.769,53	40.500,00	0,00	0,00	103.269,53	103.269,53	-332.071,77
5	2032	123.443,49	143.194,45	40.500,00	0,00	0,00	102.694,45	102.694,45	-229.377,32
6	2033	122.949,72	142.621,68	40.500,00	0,00	0,00	102.121,68	102.121,68	-127.255,65
7	2034	122.457,92	142.051,19	40.500,00	0,00	0,00	101.551,19	101.551,19	-25.704,46
8	2035	121.968,09	141.482,98	40.500,00	0,00	0,00	100.982,98	100.982,98	75.278,53
9	2036	121.480,22	140.917,05	40.500,00	0,00	0,00	100.417,05	100.417,05	175.695,58
10	2037	120.994,30	140.353,38	40.500,00	0,00	0,00	99.853,38	99.853,38	275.548,96
11	2038	120.510,32	139.791,97	40.500,00	0,00	0,00	99.291,97	99.291,97	374.840,93
12	2039	120.028,28	139.232,80	40.500,00	0,00	0,00	98.732,80	98.732,80	473.573,73
13	2040	119.548,16	138.675,87	40.500,00	0,00	0,00	98.175,87	98.175,87	571.749,60
14	2041	119.069,97	138.121,17	40.500,00	0,00	0,00	97.621,17	97.621,17	669.370,77
15	2042	118.593,69	137.568,68	40.500,00	98.419,89	0,00	-1.351,21	-1.351,21	668.019,57
16	2043	118.119,32	137.018,41	40.500,00	0,00	0,00	96.518,41	96.518,41	764.537,97
17	2044	117.646,84	136.470,33	40.500,00	0,00	0,00	95.970,33	95.970,33	860.508,31
18	2045	117.176,25	135.924,45	40.500,00	0,00	0,00	95.424,45	95.424,45	955.932,76
19	2046	116.707,55	135.380,76	40.500,00	0,00	0,00	94.880,76	94.880,76	1.050.813,52
20	2047	116.240,72	134.839,23	40.500,00	0,00	0,00	94.339,23	94.339,23	1.145.152,75

Analiza cost-beneficiu – Flux_economic

t	An	Beneficiu – cost evitat fără TVA [lei]	Emisii evitate [tCO ₂]	Beneficiu CO ₂ [lei]	O&M fără TVA [lei]	Înlocuiri fără TVA [lei]	Investiție fără TVA [lei]	Flux economic net [lei]
0	2027	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	618.884,77	-618.884,77
1	2028	120.255,09	73,82	34.200,59	33.471,07	0,00	0,00	120.984,61
2	2029	119.774,07	73,53	34.063,79	33.471,07	0,00	0,00	120.366,79
3	2030	119.294,97	73,23	33.927,53	33.471,07	0,00	0,00	119.751,43
4	2031	118.817,79	72,94	33.791,82	33.471,07	0,00	0,00	119.138,54
5	2032	118.342,52	72,65	33.656,66	33.471,07	0,00	0,00	118.528,11
6	2033	117.869,15	72,36	33.522,03	33.471,07	0,00	0,00	117.920,11
7	2034	117.397,68	72,07	33.387,94	33.471,07	0,00	0,00	117.314,54
8	2035	116.928,09	71,78	33.254,39	33.471,07	0,00	0,00	116.711,40
9	2036	116.460,37	71,49	33.121,37	33.471,07	0,00	0,00	116.110,67
10	2037	115.994,53	71,21	32.988,89	33.471,07	0,00	0,00	115.512,34
11	2038	115.530,55	70,92	32.856,93	33.471,07	0,00	0,00	114.916,41
12	2039	115.068,43	70,64	32.725,50	33.471,07	0,00	0,00	114.322,86
13	2040	114.608,16	70,35	32.594,60	33.471,07	0,00	0,00	113.731,69
14	2041	114.149,73	70,07	32.464,22	33.471,07	0,00	0,00	113.142,87
15	2042	113.693,13	69,79	32.334,37	33.471,07	81.338,75	0,00	31.217,67
16	2043	113.238,35	69,51	32.205,03	33.471,07	0,00	0,00	111.972,31
17	2044	112.785,40	69,24	32.076,21	33.471,07	0,00	0,00	111.390,54
18	2045	112.334,26	68,96	31.947,90	33.471,07	0,00	0,00	110.811,09
19	2046	111.884,92	68,68	31.820,11	33.471,07	0,00	0,00	110.233,96
20	2047	111.437,38	68,41	31.692,83	33.471,07	0,00	0,00	109.659,14



Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

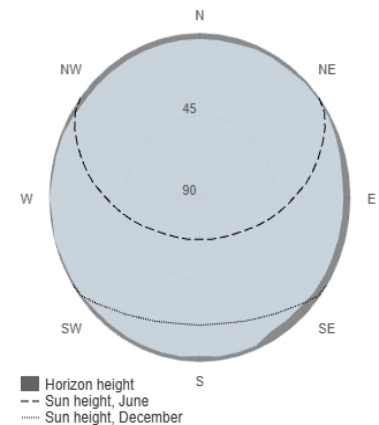
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.928,23.735
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-SARAH3
PV technology: Cryst Sil Original
PV installed: 100 kWp
System loss: 14 %

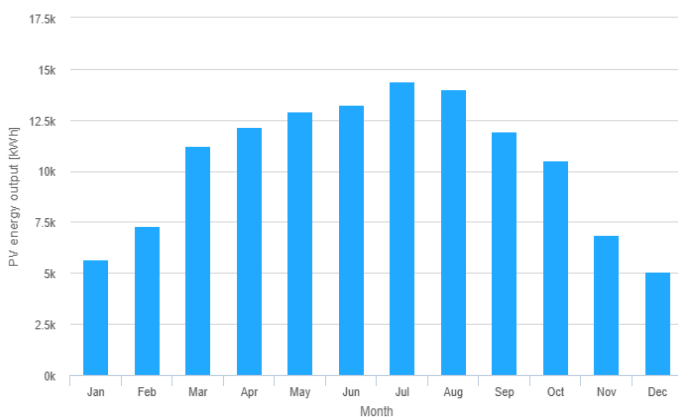
Simulation outputs

Slope angle: 38 (opt) °
Azimuth angle: -2 (opt) °
Yearly PV energy production: 125438.53 kWh
Yearly in-plane irradiation: 1593.82 kWh/m²
Year-to-year variability: 4660.32 kWh
Changes in output due to:
Angle of incidence: -2.73 %
Spectral effects: 1.18 %
Temperature and low irradiance: -7.02 %
Total loss: -21.3 %

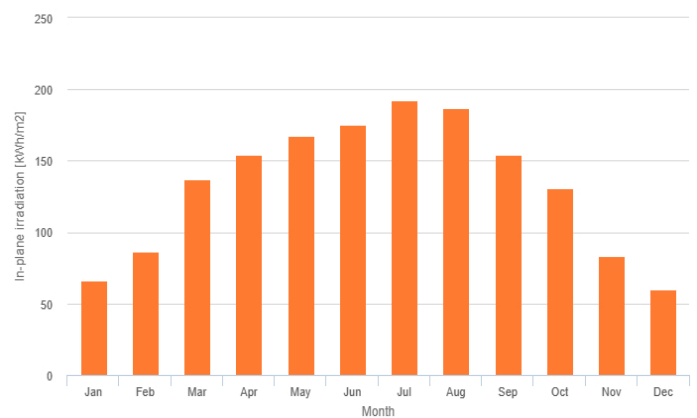
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	5679.2	66.0	1087.9
February	7318.3	86.8	1016.4
March	11250.8	136.9	1628.4
April	12179.8	154.2	1593.8
May	12937.1	167.7	1182.6
June	13261.4	174.9	1268.0
July	14409.1	192.5	829.6
August	14030.0	187.2	1252.4
September	11921.2	154.0	1264.0
October	10495.0	130.8	1487.5
November	6893.2	83.0	1329.9
December	5063.4	59.9	1034.1

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].