ROMÂNIA
JUDEŢUL BRĂILA
MUNICIPIUL BRĂILA
CONSILIUL LOCAL MUNICIPAL BRĂILA

HOTARAREA NR. 609

din 19.11.2026

Privind: Aprobarea documentației tehnico – economice, faza 1 în cadrul proiectului ***„Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă, cu panouri fotovoltaice”***.

CONSILIUL LOCAL MUNICIPAL BRAILA

La iniţiativa Primarului Municipiului Brăila;

Având în vedere referatul de aprobare al iniţiatorului, înregistrat sub nr. 210254/17.11.2026, raportul comun de specialitate al Direcţiei Strategii, Programe și Proiecte de Dezvoltare Economică, Relații Internaționale și Direcției Finanțelor Publice Locale și Direcției Juridic Contencios Administrație Publică Locală, înregistrat sub nr. 209849/17.11.2026, precum și avizele comisiilor de specialitate nr. 1 și 2 din cadrul C.L.M. Brăila, înregistrate sub nr. 210612/18.11.2026 și nr. 210613/18.11.2026;

Ţinând cont de prevederile art. 44 din Legea nr. 273/2006 privind finanţele publice locale, cu modificările şi completările ulterioare, H.G.R. nr.907/2016 privind etapele de elaborare şi conţinutul-cadru al documentaţiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiţii finanţate din fonduri publice, cu modificările şi completările ulterioare;

În baza art. 129 alin. (1), alin. (2) lit. b) și alin. (4) lit. d) din O.U.G. nr. 57/2019, privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare;

În temeiul art. 139 alin. (1) şi (3) lit. a), coroborat cu art. 196 alin. (1) lit. a) din O.U.G. nr. 57/2019, privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare;

HOTARASTE :

Art.1 Se aprobă ***Studiul de fezabilitate*** pentru obiectivul de investiții *„Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă cu panouri fotovoltaice”*, conform ***anexei nr. 1***, parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art.2 Se aprobă indicatorii tehnico – economici și indicatorii minimali, respectiv indicatorii de performanță, pentru obiectivul de investiții *„Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă cu panouri fotovoltaice”*, conform ***anexei nr. 2***, parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art.3 Se aprobă depunerea proiectului „Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă, cu panouri fotovoltaice" prin Fondul pentru Modernizare Ministerul energiei, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

Art.4 (1) Se aprobă valoarea totală a proiectului în sumă de 18.155.465,40 lei fără TVA, la care se adaugă TVA în sumă de 3.789.555,96 lei, din care valoare eligibilă 14.495.903,68 fără TVA, la care se adaugă TVA în sumă de 3.023.139,77 lei .

(2) Valoarea grantului solicitat este de 14.495.903,68 lei, la care se adaugă TVA de 3.023.139,77 lei.

(3) Contribuția beneficiarului, reprezintă cheltuiala neeligibila a proiectului și este de 3.659.561,72 lei, la care se adaugă TVA 766.416,19 lei.

Art.5 Cererea de finanțare , documentele aferente acesteia , contractul de finanțare și orice alt document necesar implementării proiectului mai sus menționat, se vor semna de către responsabilul pentru implementarea proiectului, doamna Neagu Iuliana - Florinela, Director Executiv – Direcția de Strategii Programe și Proiecte de Dezvoltare și Relații Internaționale, din cadrul Primăriei Municipiului Brăila.

Art.6 Se aprobă asigurarea fluxului financiar pentru implementarea proiectului „Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă, cu panouri fotovoltaice", conform O.U.G. nr. 60/2022, cu modificările și completările ulterioare, și asigurarea cofinanțării proiectului în ceea ce privește acoperirea contribuției proprii la cheltuielile neeligibile.

Art.7 Prezenta hotărâre va fi dusă la îndeplinire de Primarul Municipiului Brăila, prin Direcția Strategii, Programe și Proiecte de Dezvoltare Economică, Relații Internaționale și Direcția Finanțelor Publice Locale, iar Secretarul General al Municipiului Brăila o va comunica celor interesați.

PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ,

FLORIN DUMITRU

ROMÂNIA JUDEȚUL BRĂILA - MUN. BRĂILA CONSILIUL LOCAL

CONTRASEMNEAZĂ
SECRETAR GENERAL,

ION DRĂGAN

F-PO-09-02.01.05/rev.0

Anexa 1 la HCLM nr. 609/19.11.2026

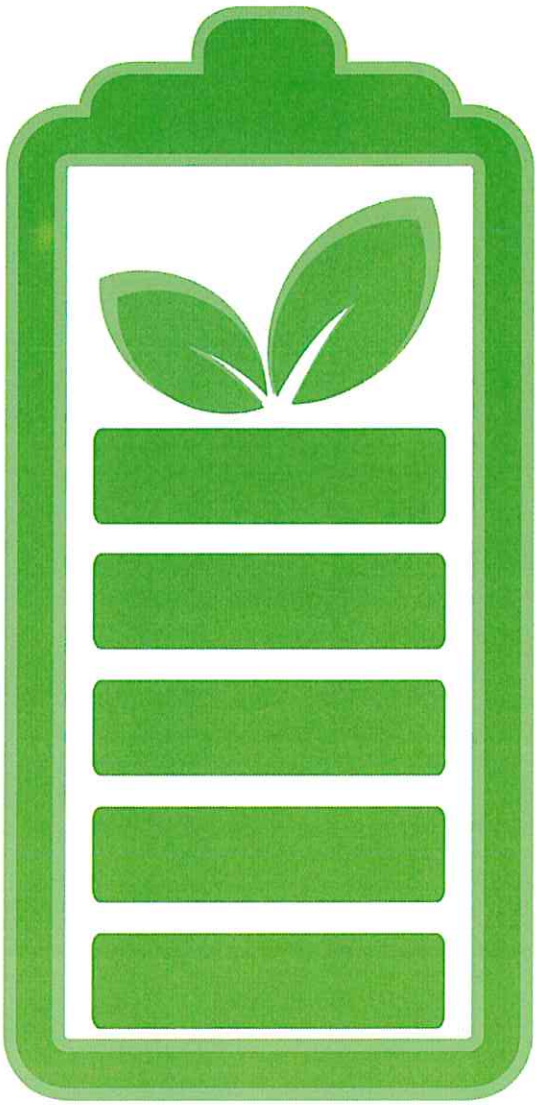
Studiul de fezabilitate pentru obiectivul de investitii cu titlul "Realizarea unei capacitati de stocare a energiei electrice produsa de o centrala existenta, cu panouri fotovoltaice"

CRISBO COMPANY

DEPARTAMENT PROIECTARE
EMAIL: CRISBOCOMPANY@GMAIL.COM
ADRESA DE CORESPONDENȚĂ:
SOS. NAȚIONALĂ 178-180 MUN. IAȘI, JUD. IAȘI

STUDIU DE FEZABILITATE

Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă, cu panouri fotovoltaice



Studiu de fezabilitate: CC3049/2026

Revizia	Data	Descrierea reviziei	Curs de referință
0	11.2026	Elaborare inițială	1 EUR = 5,3430 lei (BCE, 09.11.2026)

CUPRINS

1. Informații generale privind obiectivul de investiții....8
1.1. Denumirea obiectivului de investiții....8
1.2. Ordonator principal de credite/investitor....8
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)....8
1.4. Beneficiarul investiției....8
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate....8
2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții....9
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....9
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare....9
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor....13
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....16
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice....17
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:....18
3.1. Particularități ale amplasamentului:....19
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);....19
b) relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile;....20
c) orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite;....20
d) surse de poluare existente în zonă;....20
e) date climatice și particularități de relief;....21
f) existența unor:....22

– rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate;..... 22

– 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;..... 23

– terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională;..... 23

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:..... 23

(i) date privind zonarea seismică;..... 23

(ii) date preliminare asupra naturii terenului de fundare, inclusiv presiunea convențională și nivelul maxim al apelor freatice;..... 23

(iii) date geologice generale;..... 24

(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;..... 24

(v) încadrarea în zone de risc (cutremur, alunecări de teren, inundații) în conformitate cu reglementările tehnice în vigoare;..... 24

(vi) caracteristici din punct de vedere hidrologic stabilite în baza studiilor existente, a documentărilor, cu indicarea surselor de informare enunțate bibliografic..... 25

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic: 25

– caracteristici tehnice și parametri specifici obiectivului de investiții;..... 25

– varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia;..... 27

– echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse..... 27

3.3. Costurile estimative ale investiției:..... 28

– 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;..... 28

– costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice 28

3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:..... 29

– studiu topografic;.....29
– studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitate a terenului;.....29
– studiu hidrologic, hidrogeologic;.....29
– studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice;.....29
– studiu de trafic și studiu de circulație;.....29
– raport de diagnostic arheologic preliminar în vederea exproprierii, pentru obiectivele de investiții ale căror amplasamente urmează a fi expropriate pentru cauză de utilitate publică;. 30
– studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiții care se referă la amenajări spații verzi și peisajere;.....30
– studiu privind valoarea resursei culturale;.....30
– studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției.....30
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției.....31
4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e).....31
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință.....31
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția.....34
4.3. Situația utilităților și analiza de consum:.....36
– necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz;.....36
– soluții pentru asigurarea utilităților necesare.....37
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:.....37
a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;.....37
b) estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;.....37
c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;.....38
d) impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.....40
e) respectarea principiului „a nu prejudicia în mod semnificativ" (DNSH).....40
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții 41

4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară....46

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....51

4.8. Analiza de senzitivitate....51

4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor....51

5. Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă)....59

5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor....59

5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)....60

5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind:....60

a) obținerea și amenajarea terenului;....60

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;....61

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;....61

d) probe tehnologice și teste....64

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:....65

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;....65

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;....66

c) indicatori financiari, socioeconomici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții;....71

d) durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni....72

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....72

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....73
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....75
6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice....75
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....77

COLECTIV DE ELABORARE

- Șef de proiect: Ing. Silviu – Andrei Cârlescu - Autorizat ANRE IIA, IIB
- Proiectant de specialitate: Ing. Andreea Ifrim - Autorizat ANRE IIA, IIB
- Proiectant de specialitate: Ing. Mădălina Țibucanu - 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: Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă, cu panouri fotovoltaice

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

Ordonator principal de credite: Municipiul Brăila
Adresa: Municipiul Brăila, Piața Independenței nr. 1, județul Brăila, România
Telefon: 0239 694 947
Email: pmb@pmbr.ro

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul.

1.4. Beneficiarul investiției

Beneficiarul investiției: Municipiul Brăila
Adresa: Municipiul Brăila, Piața Independenței nr. 1, județul Brăila, România
Telefon: 0239 694 947
Email: pmb@pmbr.ro

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Proiectant general:

S.C. CRISBO COMPANY S.R.L.
Adresă de corespondentă și punct de lucru Iași: Șos. Națională 178-180, Mun. Iași, Jud. Iași
Cod fiscal: RO7954166
Email: crisbocompany@gmail.com

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

şi 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 investiţii – **Înființarea unei capacități de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru municipiul Brăila** nu a fost elaborat un studiu de prefezabilitate, întrucât necesitatea şi 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 investiții în stocare în spatele contorului, conectate la surse regenerabile existente;
- **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 cel puțin 55% a emisiilor nete de gaze cu efect de seră) 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 energetică a Romaniei 2020–2030 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. Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive;
5. Modernizarea sistemului de guvernanță energetică;
6. Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane;

7. România, furnizor regional de securitate energetică;
8. Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale.

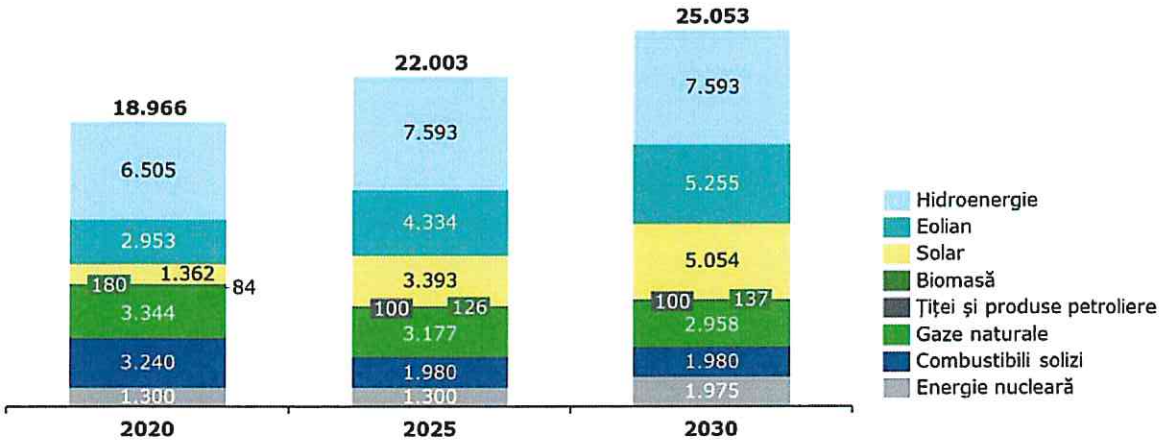
- **Legea europeană a climei – Regulamentul (UE) 2021/1119**, care impune reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55% până în 2030;
- **Pactul Ecologic European (European Green Deal)** și **Acordul de la Paris (2015)**, care stabilesc tranziția către neutralitate climatică până în anul 2050;
- **Planul National Integrat in Domeniul Energie si Schimbarilor Climatice (PNIESC) 2021-2030, 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 in consumul final brut.**

Traiectoria estimativă, defalcată per 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 prevazută 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. Stocarea poate furniza o gamă largă de servicii de sistem: de la echilibrare și furnizarea de rezerve rapide, până la gestionarea congestiilor din rețea și asigurarea capacității ferme.

Într-un cadru de piață liberalizată, **unitățile de stocare pot răspunde eficient la semnalele de preț**, consumând energie atunci când costurile sunt scăzute sau chiar negative și injectând-o în perioadele de cerere ridicată. În acest fel, stocarea contribuie la **atenuarea efectelor inflexibilității sistemului și reduce riscurile asociate supraproducției din surse regenerabile**.

Integrarea stocării cu instalațiile fotovoltaice (PV) limitează fenomenul de „canibalizare" a veniturilor în orele cu producție solară excedentară, crescând rentabilitatea investițiilor și facilitând dezvoltarea suplimentară a proiectelor solare. Excesul de energie generat la mijlocul zilei poate fi absorbit de sistemele de stocare și livrat ulterior, reducând necesitatea restricțiilor de rețea și optimizând fluxurile energetice, fie într-un cadru de piață, fie într-un model integrat pe verticală.

Stocarea energiei poate participa, de asemenea, la piețele de capacitate și servicii auxiliare, furnizând rezerve primare și secundare, reglaj de frecvență sau servicii de echilibrare. Totodată, prin amânarea investițiilor în capacități de producție de vârf și în infrastructura de transport, **stocarea contribuie indirect la reducerea costurilor totale ale sistemului**.

În segmentul consumatorilor finali, **stocarea instalată în spatele contorului stimulează participarea prosumatorilor la piețele de flexibilitate și gestionează mai eficient consumul propriu**, reducând facturile și crescând stabilitatea locală a rețelelor. 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. Cu toate acestea, valoarea reală a stocării nu este încă reflectată pe deplin în toate piețele de energie, ceea ce poate limita atractivitatea investițiilor și conduce la implementări suboptime. 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 dezvoltarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru entități publice.**

Fondul pentru modernizare a fost instituit ca mecanism de finanțare prin articolul 10d din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Uniunii și de

modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare (Directiva ETS) și se derulează conform prevederilor Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020 de stabilire a unor norme detaliate de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește funcționarea Fondului pentru modernizare care sprijină investițiile în vederea modernizării sistemelor energetice și a îmbunătățirii eficienței energetice a anumitor state membre, cu modificările și completările ulterioare.

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 sprijină proiecte de investiții care își propun **dezvoltarea de capacități noi de stocare a energiei electrice din surse regenerabile de energie** în vederea integrării acesteia în Sistemul Electroenergetic Național (SEN), prin minimizarea dezechilibrelor produse de funcționarea intermitentă a surselor regenerabile de energie, cu scopul de a contribui la asigurarea adecvanței și flexibilității SEN și la atingerea obiectivelor de neutralitate climatică prin reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Conform Ghidului solicitantului, condiția de eligibilitate a proiectului este ca instalația de stocare să fie de tipul „în spatele contorului", conectată la o instalație existentă de producere a energiei din surse regenerabile, condiție îndeplinită de prezentul obiectiv de investiții. Instalația fotovoltaică deservită este finalizată și pusă în funcțiune, calitatea de instalație existentă fiind probată prin certificatul de racordare anexat prezentei documentații; în situația în care instalația de producere se află în implementare, se anexează contractul de finanțare, respectiv documentele de aprobare a proiectului. Oportunitatea investiției rezidă din complementaritatea acesteia cu instalația fotovoltaică existentă, a cărei energie produsă și neconsumată instantaneu urmează a fi valorificată prin stocare.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

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.

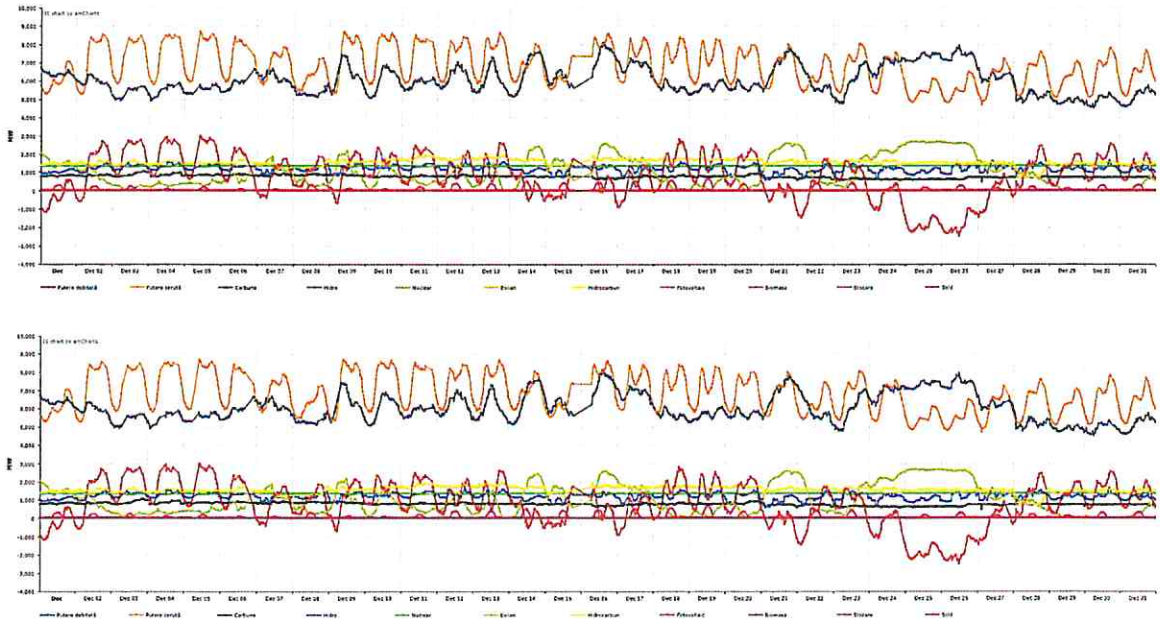
Reducerea vârfurilor de sarcină, uneori denumită și „load shedding", este o strategie prin care consumatorii evită costurile asociate perioadelor cu cerere ridicată din rețea, reducând rapid consumul în intervalele critice. Această reducere poate fi realizată fie prin limitarea temporară a încărcărilor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

Obiectivul principal al acestei strategii este eliminarea vârfurilor de consum pe termen scurt și reducerea costurilor totale asociate utilizării energiei electrice. În cazul prezentului proiect, reîncărcarea sistemului de stocare se realizează exclusiv din producția instalației fotovoltaice proprii, în intervalele de surplus de producție, nefiind prevăzută încărcarea cu energie extrasă din Sistemul Electroenergetic Național.

În practică, utilizatorii câștigă flexibilitatea de a alege sursa de energie în funcție de opțiunea cea mai avantajoasă în momentul respectiv: energia solară produsă direct în timpul zilei, energia solară stocată anterior iar energia din rețea se utilizează numai pentru acoperirea consumului, atunci când energia stocată nu este disponibilă. Astfel, BESS permite o gestionare inteligentă și eficientă a consumului, contribuind atât la optimizarea costurilor, cât și la stabilitatea sistemului energetic.

Chiar dacă în România există deja un cadru legislativ dedicat prosumatorilor, care reglementează racordarea, măsurarea energiei și **mecanismele de compensare**, implementarea întâmpină în practică dificultăți. Procedurile administrative rămân neuniforme iar mecanismele de compensare sunt încă în ajustare și s-au dovedit extrem de greoaie, potențialul real al stocării nefiind încă valorificat, în special în ceea ce privește reducerea congestiilor, echilibrarea rețelei și optimizarea producției locale.

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 intre 900 si 1100 MW la nivelul lunii iulie 2025 și de doar 100 – 300 MW la nivelul lunii decembrie 2024.



Așa cum poate fi observat în graficele de mai sus, sursele convenționale de energie asigură o bună parte din consumul instantaneu, compensând perioadele de noapte sau condiții meteo nefavorabile

în care sursele de energie fotovoltaică nu funcționează. În aceste condiții, **stocarea energiei fotovoltaică în perioade de supraproducție și consumarea acesteia în perioade in care producția este deficitară sau inexistentă** se remarcă a fi o soluție viabilă.

Prezentul proiect este complementar obiectivului de investiții „Realizare centrală panouri fotovoltaice" al Municipiului Brăila (studiu de fezabilitate elaborat de S.C. AIR-PROJECTS S.R.L., documentație pentru autorizarea executării lucrărilor elaborată de S.C. ELNET INSTAL S.R.L.), care a presupus înființarea unei capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea următoarelor echipamente:

Denumire	Cantitate	u.m.
Panouri fotovoltaice 620 Wp	6.450	buc
Invertor trifazat 100 kW	40	buc
Post de transformare 2.500 kVA, 0,4/20 kV	2	buc
Structuri de susținere (mese de montaj)	250	buc
Anexă de monitorizare	1	buc
Paratrăsnet cu dispozitiv de amorsare	3	buc
Sistem de iluminat exterior și supraveghere video	1	buc
Împrejmuire de securitate cu porți de acces	1	set

Puterea instalată totală a instalației electrice fotovoltaice existente este de 3.999,00 kWp (6.450 panouri × 620 Wp), racordată la rețeaua de distribuție la tensiunea de 20 kV prin cele două posturi de transformare. Ca urmare a realizării instalației electrice fotovoltaice au fost identificate o serie de neajunsuri care necesită adresate. Pe baza simulărilor energetice și a datelor de iradiere solară medie specifice zonei studiate, s-a constatat că producția de energie fotovoltaică variază semnificativ în funcție de sezon și intervalul orar, cu valori maxime în perioada mai–august și scăderi pronunțate în lunile de iarnă.

Profilul de producție specific acestor surse de energie 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;

- **pierderi economice potențiale**, în situația lipsei compensării de energie specifică prosumatorilor;
- **randament general redus** al investiției prin neutilizarea integrală a potențialului energetic al sursei solare;

Complementaritatea proiectului se manifestă prin faptul că echipamentele montate prin obiectivul de investiții propus spre realizare, de înființare a unei capacități de stocare, **vor prelua energia produsă de instalația electrică fotovoltaică și o vor stoca pentru o utilizare ulterioară**.

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

Pentru prima dată în istoria pieței de energie din România, prețurile au coborât sub zero în zile lucrătoare, nu doar în weekend sau în perioade de sărbătoare. Între 28 aprilie și 4 mai 2025, piața pentru ziua următoare (PZU) a înregistrat prețuri negative în fiecare zi, marcând o etapă semnificativă în transformarea sistemului energetic național. 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.

Pe piața de energie electrică, prețurile negative apar atunci când producția depășește semnificativ cererea. În astfel de condiții, producătorii sunt dispuși să plătească pentru ca energia lor să fie preluată de sistemul energetic, pentru a evita oprirea instalațiilor sau pierderile tehnice. În săptămâna analizată, au fost mai multe ore, în special în weekend, când prețul spot (PZU – Piața pentru Ziua Următoare) a scăzut sub zero, atingând chiar valori de -50 €/MWh.

Creșterea accelerată a producției din surse regenerabile și apariția frecventă a prețurilor negative pe piața pentru ziua următoare arată că sistemul energetic național se află într-o etapă de transformare profundă. România produce tot mai multă energie electrică în anumite intervale, însă lipsa flexibilității structurale și a unor mecanisme moderne de echilibrare determină o utilizare ineficientă a resurselor disponibile. Fenomenul prețurilor negative nu reflectă un exces de energie în sens clasic, ci incapacitatea sistemului de a gestiona fluctuațiile rapide ale producției și consumului, în special în contextul dezvoltării accelerate a capacităților fotovoltaice și eoliene.

Această situație evidențiază în mod direct necesitatea dezvoltării rapide a capacităților de stocare. Sistemele BESS pot transforma energia excedentară din orele de preț negativ într-o resursă valoroasă în perioadele de vârf sau atunci când condițiile meteorologice reduc producția regenerabilă. Prin absorbirea surplusului și reinjectarea acestuia în momentele de preț ridicat, stocarea contribuie la stabilitatea SEN, reduce dependența de importuri și scade costurile sistemice. Mai mult, integrarea stocării limitează redispecerizarea și pierderile economice

suportate de producătorii de energie regenerabilă, susținând în același timp investițiile viitoare în capacități verzi.

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.

La nivel European, SolarPower Europe estimează o **creștere de șase ori** a capacității de stocare până în **2029**, către aproape **120 GWh** instalări noi, pe fondul expansiunii solare și al necesarului de servicii de sistem. 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 (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.**

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 dezvoltarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru entități publice, respectiv *integrarea energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie prin instalarea de noi capacități de stocare, contribuind astfel la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul PNIESC.*

Obiectivele specifice urmărite sunt:
- 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 consumul propriu al UAT (iluminat public, ca principal consumator, stații de reîncarcare 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 crescută 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:

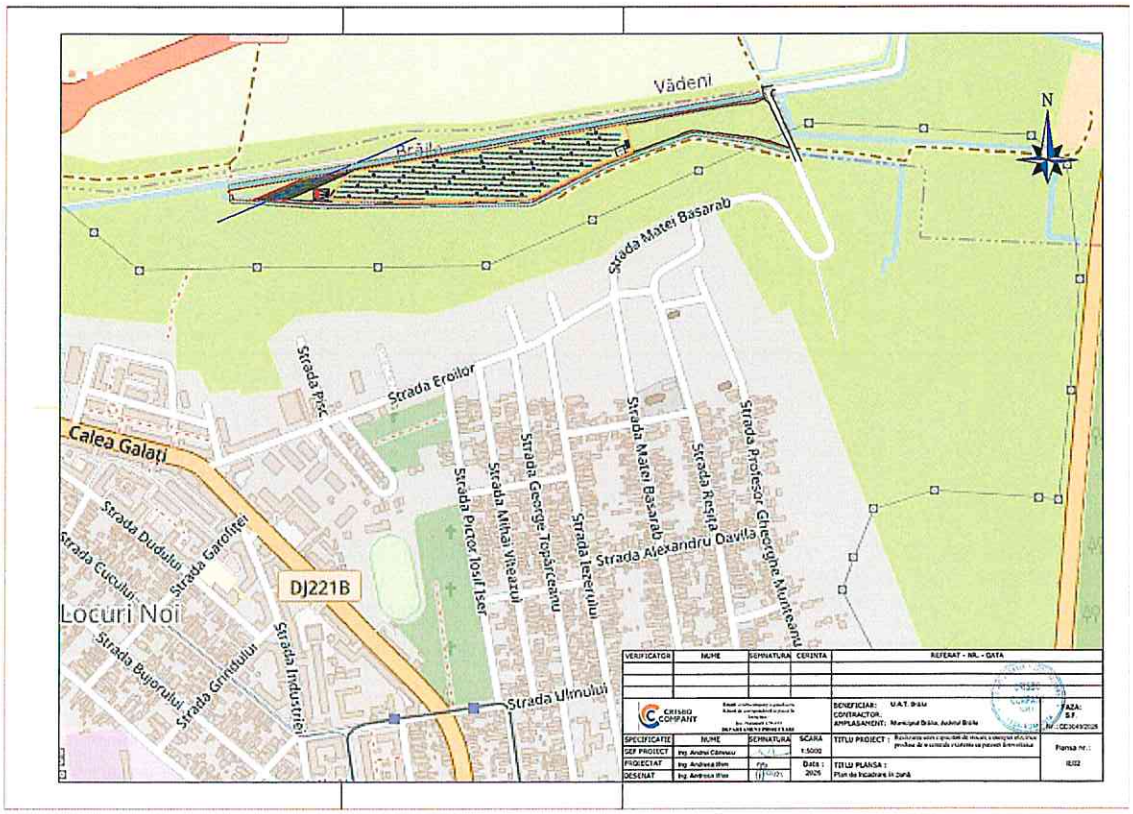
Plecând de la analiza contextuală se poate deduce cu certitudine ideea că este necesară înființarea unei capacități de stocare pentru energia produsă de instalația fotovoltaică. Au fost luate în considerare două scenarii tehnice probabile, realizabile respectiv:

- **SCENARIUL 1**: Înființarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile prin achiziționarea, montarea, racordarea, testarea și punerea în funcțiune a echipamentelor de stocare **care utilizează tehnologia Litiu-Ion (în speță LFP)**.

- **SCENARIUL 2**: Înființarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile prin achiziționarea, montarea, racordarea, testarea și punerea în funcțiune a echipamentelor de stocare **care utilizează tehnologia Sodiu-Ion (Na-Ion)**.

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);



(Plan de încadrare în zonă – planșa IE02)

Amplasamentul propus este identificat de urmatoarele caracteristici:

Identificat prin: Extras de carte funciara nr. 79096

Regimul juridic:

Amplasamentul propus se află în intravilanul municipiului Brăila și se află în proprietatea unității administrativ-teritoriale Municipiul Brăila – domeniul privat, conform extrasului de carte funciară nr. 79096. Imobilul este identificat prin numărul cadastral 79096, tarla 9, parcela 112, în suprafață de 73.000 mp, fără sarcini înscrise. Amplasamentul se află în Regiunea de dezvoltare Sud-Est, județul Brăila.

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

La recepția de către OCPI Brăila a planului topografic al amplasamentului (proces-verbal de recepție nr. 199/09.05.2023) s-au semnalat avertizări privind suprapunerea cu imobilul TR-159-1 și încadrarea într-o zonă reglementată prin Legea nr. 17/2014, aspecte care se clarifică prin certificatul de urbanism.

Regimul economic: Amplasamentul obiectivului propus spre realizare este comun cu cel pe care este realizată instalația fotovoltaică existentă. Categoria de folosință, conform extrasului de carte funciară nr. 79096, este arabil, în intravilan. Pe amplasament este înființată instalația electrică fotovoltaică de producere a energiei electrice, iar sistemul de stocare ocupă o platformă betonată de 100 mp (8,0 × 12,5 m) în incinta acesteia.

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

Sistemul de stocare propus, amplasat în incinta centralei fotovoltaice existente, are acces direct și nemijlocit la rețeaua de drumuri a localității, conform planului de amplasament. Accesul se realizează din drumul aflat pe latura estică a amplasamentului (Str. Matei Basarab), prin poarta și drumurile interne de exploatare ale centralei fotovoltaice. Vecinătățile imobilului sunt: la nord – canal; la est – drum; la sud – canal; la vest – imobilul cu nr. cadastral 79105.

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

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. Dispunerea echipamentelor de stocare va respecta configurația existentă a parcului fotovoltaic, fără a modifica orientarea sau amplasarea panourilor fotovoltaice.

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, 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 impotriva 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 instalaţii electrice.

Nivel de poluare	Descrierea caracteristicilor de mediu a zonelor
I Slab	- Zone fără industrie şi cu o densitate redusă de locuinţe dotate cu instalaţii de încălzire proprii - Zone cu o densitate redusă industrială sau de locuinţe, dar supuse frecvent la vânturi şi/sau la ploi; - Regimuri agricole[1)]; - Regimuri muntoase. Toate aceste zone trebuie să se situeze la distanţe de cel puţin 10 km până la 20 km de mare şi nu trebuie să fie expuse la vânturi dinspre mare[2)].
II Mediu	**- Zone cu industrie care nu produce fum foarte poluant şi/sau zone cu o densitate medie de locuinţe dotate cu instalaţii de încălzire;** **- Zone cu densitate mare de locuinţe şi/sau industrie, dar supuse frecvent la vânturi şi/sau ploi;** **- Zone expuse la vânt dinspre mare, dar nu prea apropiate de coasta mării (distanţă de cel puţin câţiva kilometrii)[2)].**
III Puternic	- Zone cu densitate industrială mare şi suburbii ale marilor oraşe cu o densitate mare de instalaţii de încălzire poluante; - Zone situate în apropierea mării sau expuse la vânturi relativ puternice dinspre mare[2)].
IV Foarte puternic	- Zone în general puţin extinse, supuse la depuneri de pulberi conductoare şi la fum industrial ce produc depuneri conductoare deosebit de groase; - Zone în general puţin extinse, foarte aproape de coasta mării, expuse la ceaţă salină sau la vânturi foarte puternice şi poluante venind dinspre mare; - Zone deşertice, caracterizate prin perioade lungi fără ploaie, expuse la vânturi puternice ce transportă nisip şi sare şi supuse la condensări în mod obişnuit.

[1)] Utilizarea de îngrăşăminte 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)] Distanţele la ţărmul mării depind de topografia zonei de coastă şi de condiţiile extreme de vânt.

În zona amplasamentului nu au fost identificate surse de poluare semnificative. Sursele existente sunt difuze și de intensitate redusă – traficul ocazional pe drumul local și lucrările agricole din zonă –, iar centrala fotovoltaică existentă nu generează emisii în exploatare.

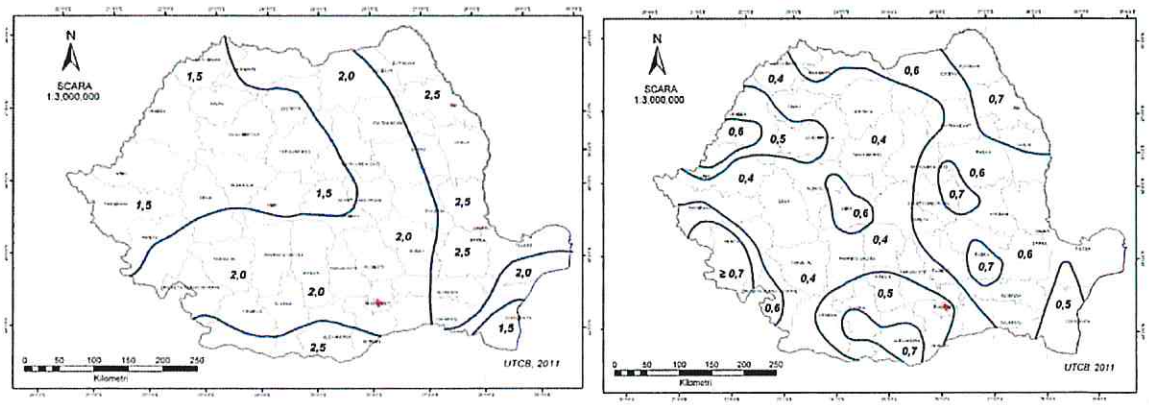
e) date climatice și particularități de relief;

Conform NP-I7-2011:

- Condiţii de mediu:
- temperatura mediului ambiant **AA7** (-25 … +55° C) temperat;
- condiţii climatice (influenţa combinată a temperaturii şi a umidităţii **AB7** t = - 25 ... +55^0 C Ur = 10 ... 100 % Ta = 0.5... 29 g/m^3);
- altitudine **AC1** sub sau egală cu 2000 m (joasă);
- prezenţa apei **AD4** medii expuse la stropiri cu apă;
- prezenţa corpurilor străine **AE3** corpuri străine foarte mici incombustibile (cu dimensiuni sub 1 mm);
- prezenţa substanţelor corozive sau poluante **AF1** neglijabilă;
- solicitări mecanice **AG2** medii;
- vibraţii **AH1** scăzute (instalaţii casnice şi similare, la care efectele vibraţiilor pot fi neglijabile); gama de frecvenţă cuprinsă intre 2 ... 9 si 9 ... 200 Hz, amplitudinea deplasarii intre 3 ... 7 mm^2 si acceleraţia între 10 ... 20 m/s^2;
- prezenţa florei **AK1** neglijabilă;
- prezenţa faunei **AL1** neglijabilă;
- influenţe electromagnetice, electrostatice sau ionizante **AM1** neglijabile;
- efecte seismice AP2 slabe, 30 < a ≤ 300 Gal; 1 Ga = 1 cm/s2;
- trăsnete; nivel keraunic **AQ1** neglijabil, ≤ 25 zile/an;
- mişcări de aer **AR1** (curenţi de aer) scăzute , v ≤ 1 m/s;
- vânt puternic AS3, 30 < v ≤ 50 m/s;

Zonă de încărcare cu 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 ani), este s0,k = 2,5 kN/m².

Zona de expunere la vânt – Conform CR 1-1-4/2012 „Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor", valoarea de referință a presiunii dinamice a vântului, mediată pe 10 minute la 10 m înălțime, având interval mediu de recurență IMR = 50 ani (2% probabilitate anuală de depășire), este q_ref = 0,6 kPa.



f) existența unor:

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

Prin partea de vest a terenului traversează o rețea electrică existentă (conform DTAC al centralei fotovoltaice), pentru care se respectă culoarul de protecție; platforma sistemului de stocare nu interferează cu aceasta și nu sunt necesare lucrări de relocare. Traseele cablurilor interne ale centralei se identifică înainte de execuție și se protejează.

– 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

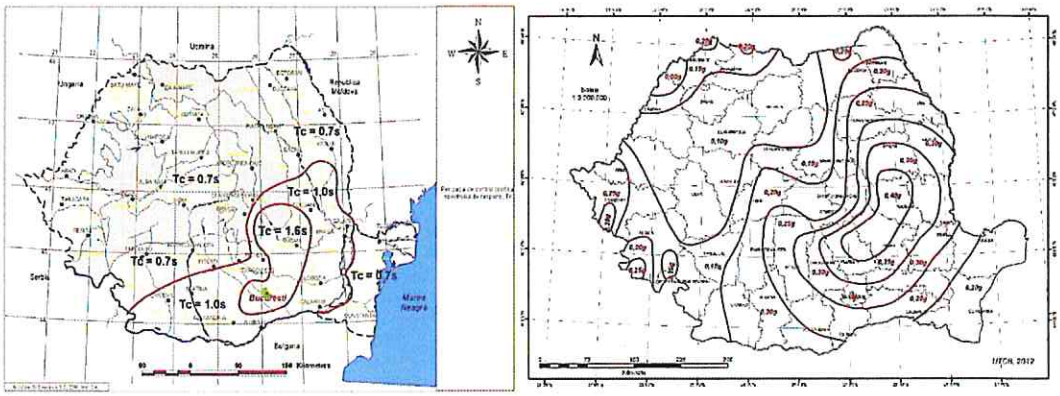
– terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională;

Nu este cazul unor terenuri care aparţin unor instituţii care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică şi siguranţă naţională

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

(i) date privind zonarea seismică;

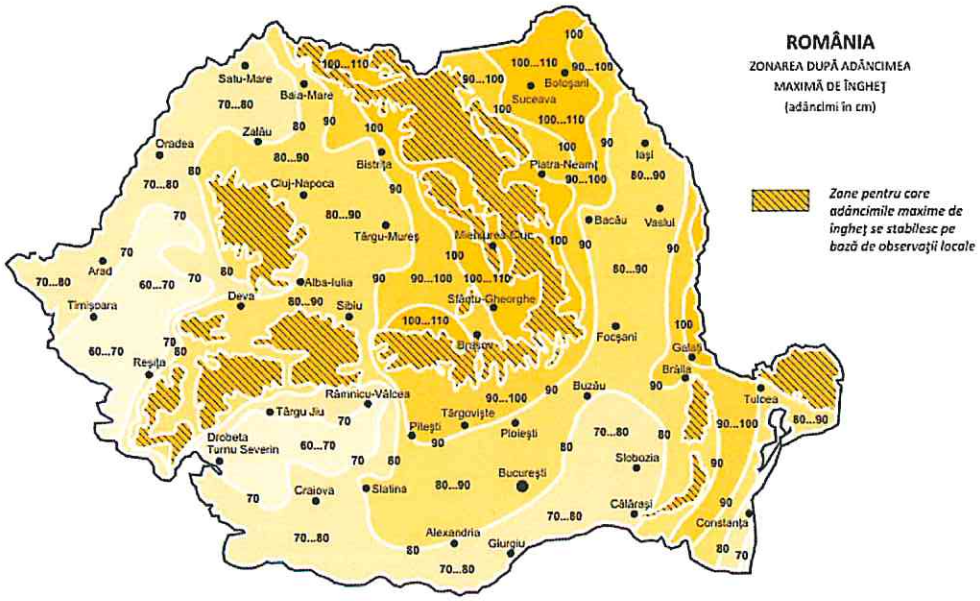
Zona de expunere la risc seismic – Conform P 100-1/2013 „Cod de proiectare seismică – Partea I – Prevederi de proiectare pentru clădiri", amplasamentul se încadrează în zona caracterizată prin acceleraţia terenului pentru proiectare ag = 0,30 g (interval mediu de recurență IMR = 225 ani, Figura 3.1) și perioada de control (colț) a spectrului de răspuns T_C = 1,0 s (Figura 3.2), conform studiului geotehnic al amplasamentului. Amplasamentul se încadrează în zona cu gradul 8 de intensitate macroseismică, în apropierea liniei de fractură tectonică Peceneaga – Camena.



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

În conformitate cu STAS 6054/77 „Adâncimi maxime de îngheț", conturul studiat are o adâncime maximă de îngheț de 90–100 cm.

Conform studiului geotehnic întocmit pentru centrala fotovoltaică (S.C. GEOPROIECT S.R.L. Brăila, 2023, verificat la cerința Af), pentru dimensionarea fundațiilor se consideră o presiune convențională maximă Pconv = 120 kPa la sarcini fundamentale aplicate centric. Nivelul pânzei de apă subterană a fost interceptat la 1,4…1,5 m adâncime, cu oscilații sezoniere de ±1,0 m.



(iii) date geologice generale;

Condiții geologice preliminare:

- Stabilitate: **teren stabil;**
- Calitate: teren de fundare dificil – complex aluvionar argilo-prăfos, consistent… moale, compresibil, cu zone nisipoase, sub stratul de sol vegetal de 0,5…0,6 m.

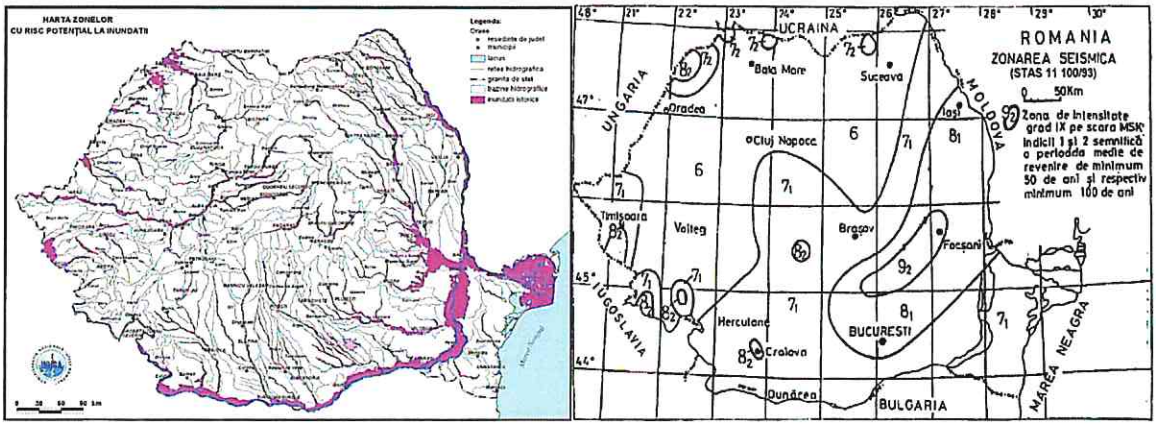
(iv) date geotehnice obținute din: planuri cu amplasamentul forajelor, fișe complexe cu rezultatele determinărilor de laborator, analiza apei subterane, raportul geotehnic cu recomandările pentru fundare și consolidări, hărți de zonare geotehnică, arhive accesibile, după caz;

La faza de studiu de fezabilitate nu a fost elaborat un studiu geotehnic dedicat, fiind utilizate studiile de teren elaborate pentru construcția centralei electrice fotovoltaice care va găzdui și echipamentele din prezentul proiect.

Studiul geotehnic utilizat (S.C. GEOPROIECT S.R.L. Brăila, 2023) încadrează lucrarea în categoria geotehnică 2, cu risc geotehnic moderat (NP 074/2022), și recomandă fundarea directă, în complexul aluvionar, sub adâncimea de îngheț, cu măsuri pentru evitarea umezirii terenului și pentru colectarea și îndepărtarea apelor pluviale.

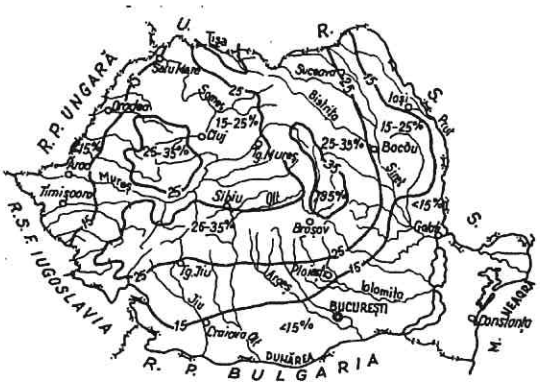
(v) încadrarea în zone de risc (cutremur, alunecări de teren, inundații) în conformitate cu reglementările tehnice în vigoare;

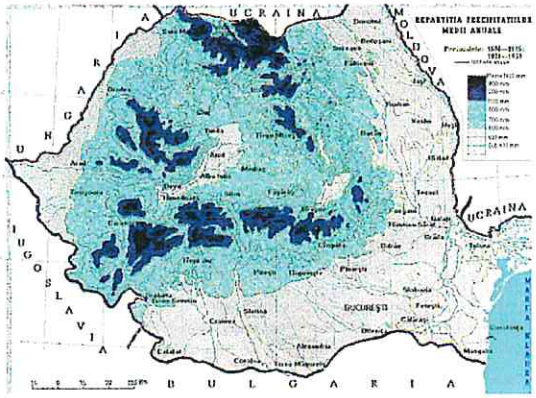
Amplasamentul se află într-o zonă de luncă, cu nivel freatic ridicat și oscilant, mărginită la nord și la sud de canale de desecare. Încadrarea în zonele de risc la inundații se verifică pe hărțile de hazard și de risc la inundații ale administrației bazinale de apă competente. Municipiul Brăila nu este inclus în Anexa nr. 5 la Legea nr. 575/2001 privind aprobarea Planului de amenajare a teritoriului național – Secțiunea a V-a – Zone de risc natural (unități administrativ-teritoriale afectate de inundații), în care județul Brăila figurează numai cu comunele Chiscani, Măxineni, Mircea Vodă, Scorțaru Nou, Siliștea, Vădeni și Vișani; cota de montaj a echipamentelor se verifică la faza de proiect tehnic pe hărțile de hazard la inundații. Încadrarea seismică a amplasamentului este cea prezentată la punctul (i). Conform studiului geotehnic, terenul este plan și stabil, fără riscuri 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 studiului geotehnic și studiului de fezabilitate al centralei fotovoltaice, precipitațiile medii anuale sunt reduse, de 400–500 mm/an. Apele freatice sunt cantonate în aluviuni permeabile, la 1,4…1,5 m adâncime, cu nivel influențat de regimul precipitațiilor, de irigații și desecări și de nivelul fluviului Dunărea.





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 – Sistem de stocare cu tehnologie Litiu-Ion (LFP)

Implementarea unui sistem de stocare bazat pe tehnologie Li-Ion, în mod particular pe chimia LFP (Lithium Iron Phosphate), reprezintă soluția dominantă în prezent pentru aplicațiile de tip BESS destinate parcurilor fotovoltaice. Acest tip de baterie oferă un raport excelent între densitatea energetică, durata de viață, siguranța operațională și costul total al investiției. LFP a devenit

standardul industrial pentru capacități de stocare la scară medie și mare datorită robusteții sale, ciclurilor de viață ridicate (peste 6.000–10.000 cicluri), stabilității termice bune și riscului scăzut de incendiu comparativ cu alte chimii Li-ion.

Din punct de vedere operațional, tehnologia LFP asigură o eficiență ridicată (90–95%), un nivel redus al pierderilor în regim de stand-by și o reacție rapidă la variațiile de sarcină, ceea ce o face ideală pentru aplicații precum peak-shaving, load-following sau aplatizarea curbei de sarcină. De asemenea, LFP poate funcționa într-un spectru larg de temperaturi, mai ales în prezența unui sistem HVAC adecvat, asigurând performanțe stabile pe tot parcursul anului. Durata de viață calendaristică (10–15 ani) și scalabilitatea modulară contribuie la un cost total de proprietate (TCO) competitiv.

SCENARIUL 2 – Sistem de stocare cu tehnologie Sodiu-Ion (Na-Ion)

Tehnologia Sodiu-Ion este o opțiune emergentă în sectorul bateriilor pentru aplicații staționare, beneficiind de o atenție sporită în ultimii ani datorită costurilor potențial mai reduse și independenței față de materiile prime critice precum litiul și cobaltul. Chimia Na-Ion folosește sodiu, un element abundent și ieftin, ceea ce deschide perspectiva unor prețuri mai competitive pe termen lung. Din punct de vedere al siguranței, bateriile Na-Ion au o stabilitate termică bună, toleranță crescută la temperaturi scăzute și un risc de reacții termice mai redus decât alte tehnologii Li-Ion.

Totuși, tehnologia Na-Ion se află într-o fază de maturitate incipientă. Densitatea energetică este încă inferioară tehnologiilor Li-Ion, ceea ce conduce la volume mai mari pentru aceeași capacitate instalată. Durata de viață este mai redusă (3.000–5.000 cicluri), iar eficiența, deși în creștere, este în general mai mică decât la LFP.

Comparativ, din punct de vedere tehnologic, cele două scenarii se poziționează astfel:

Parametru	Scenariul 1	Scenariul 2
Maturitate tehnologică pentru BESS	Tehnologie standard	Tehnologie emergentă
Număr cicluri de viață	6,000-10,000	3,000-5,000
Stabilitate termică	Foarte bună	Foarte bună
Performanțe la temperaturi joase	Medii	Bune
Soluții de containerizare	Standard industrial	Limitate, conceptuale
Densitatea de energie	Până la 180 Wh/kg	Până la 140 Wh/kg
Capacitate volumetrică	Până la 350 Wh/l	Până la 220 Wh/l
Auto-descărcare	5-10% pe lună	2-3% pe lună
Cost de procurare și instalare	Competitiv	Mediu-Ridicat, fluctuant

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

Instalația de stocare propusă va fi amplasată în incinta existentă a parcului fotovoltaic, în zona de sud-vest a parcelei, pe o platformă betonată de 100 mp (8,0 × 12,5 m), la minimum 12,36 m de împrejmuirea centralei și la minimum 16,27 m de canal (planșa IE04). Nu se impune extinderea terenului; lucrările de construcții se limitează la platformele/fundațiile pentru containere, PCS și PTAB-ul nou, în incinta existentă.

Varianta constructivă propusă pentru realizarea capacității de stocare presupune utilizarea a trei containere de baterii litiu-fier-fosfat (LFP), cu capacitatea nominală de 5.000 kWh fiecare, și a trei sisteme de conversie a puterii (PCS) bidirecționale, distincte fizic de containerele bateriilor, cu puterea nominală de 1.500 kW fiecare, fiecare container fiind asociat unui PCS. Containerele includ bateriile, sistemul de management al bateriilor (BMS), managementul termic și sistemele de detecție și protecție la incendiu. Ieșirea în curent alternativ a PCS se conectează la un post de transformare în anvelopă de beton (PTAB) nou, prevăzut cu transformator ridicător de la tensiunea de joasă tensiune a PCS la nivelul de medie tensiune al parcului fotovoltaic, iar din PTAB-ul nou sistemul de stocare se conectează în partea de medie tensiune a PTAB-ului existent al parcului fotovoltaic.

Instalarea sistemului presupune executarea unei platforme betonate sub forma unei placi 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 facotrii climatici.

Racordarea sistemului de stocare se va face pe traseul: containere de baterii – circuite și protecții de curent continuu – PCS – circuite și protecții de curent alternativ – PTAB nou, cu transformator ridicător JT/MT – linie electrică subterană de medie tensiune (LES MT) – celula/punctul de conexiune de medie tensiune din PTAB-ul existent al parcului fotovoltaic, în spatele contorului aferent aceluiași loc de producere, fără modificarea racordului existent.

– echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse.

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 existentă. Sistemul este realizat din echipamente distincte fizic: bateriile sunt amplasate în trei containere de curent continuu, destinate funcționării în exterior, care integrează sistemul BMS, managementul termic și sistemele de detecție și protecție la incendiu, iar conversia bidirecțională DC/AC se realizează prin trei PCS amplasate separat de containere. Ieșirea în curent alternativ a PCS, la tensiunea nominală a echipamentelor selectate (0,69 kV), este ridicată la nivelul de medie tensiune al parcului prin transformatorul din PTAB-ul nou.

Varianta constructivă propusă va conține:

- 3 containere de baterii LFP, cu capacitatea nominală de 5.000 kWh fiecare (15.000 kWh în total), cu sistem BMS;

- 3 sisteme de conversie bidirecționale (PCS – Power Conversion System), cu puterea nominală de 1.500 kW fiecare (4.500 kW în total), amplasate separat de containere;
- echipamente de protecție și control;
- sistem HVAC de climatizare / management termic, la nivelul containerelor;
- Sistem de management energetic (EMS);
- circuite și protecții de curent continuu (containere – PCS) și de curent alternativ (PCS – PTAB nou);
- PTAB nou, cu transformator ridicător JT/MT adaptat tensiunii de ieșire a PCS și tensiunii de medie tensiune a parcului fotovoltaic;
- linie electrică subterană de medie tensiune (LES MT) între PTAB-ul nou și partea de MT a PTAB-ului existent al parcului fotovoltaic;
- sistem de detecție și stingere a incendiului, la nivelul containerelor.

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 doua scenarii analizate, sunt prezentate in 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 in calcul scenariul de funcționare normal, proiectat. Au fost stabilite următoarele costuri estimative, calculate anual, costurile administrative (cosit, curățenie) fiind aferente zonei de amplasare a sistemului de stocare:

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	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;

Se utilizează planul topografic al amplasamentului, recepționat de OCPI Brăila prin procesul-verbal de recepție nr. 199/09.05.2023, dat fiind amplasamentul comun cu instalația fotovoltaică deservită.

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

La faza de studiu de fezabilitate nu a fost elaborat un studiu geotehnic dedicat, fiind utilizate studiile de teren elaborate pentru construcția centralei electrice fotovoltaice care va găzdui și echipamentele din prezentul proiect.

– 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;

Nu este cazul unui studiu separat. 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.

Racordarea sistemului BESS se va face la infrastructura electrică existentă a centralei fotovoltaice, utilizând partea de medie tensiune a PTAB-ului existent al parcului ca punct de conexiune, prin PTAB-ul nou și o linie electrică subterană de medie tensiune.

Sistemul de stocare va funcționa în regim bidirecțional (încărcare–descărcare), fiind configurat pentru limitarea exportului de putere activă către rețea.

Astfel, puterea totală injectată (PV + BESS) va fi controlată de software-ul de management, astfel încât să nu depășească puterea maximă autorizată prin certificatul de racordare al locului de consum existent.

Sistemul de stocare se conectează în instalația existentă a locului de producere și consum, prin racordul existent, fără modificarea racordului, fără modificarea puterii aprobate la punctul de delimitare și fără lucrări în rețeaua operatorului de distribuție. Beneficiarul aduce la cunoștința operatorului de distribuție a energiei electrice instalarea sistemului de stocare, înainte de punerea în funcțiune, prin notificare ori, după caz, prin actualizarea avizului tehnic de racordare; în oricare dintre situații, puterea aprobată nu se modifică, iar puterea totală injectată (fotovoltaic + stocare) se limitează prin sistemul de management energetic la valoarea aprobată.

Compatibilitatea tehnică cu instalația existentă, fără modificarea acesteia. Sistemul de stocare se racordează în partea de medie tensiune a PTAB-ului existent al centralei fotovoltaice, prin PTAB-ul nou și o linie electrică subterană de medie tensiune, cu contorizare distinctă. Nu se intervine asupra generatorului fotovoltaic existent: panourile, cele 40 de invertoare, structurile de susținere și circuitele de curent continuu rămân neschimbate, iar setările lor de protecție nu se modifică. Instalația de producere existentă nu se modifică; se extinde doar instalația de utilizare a locului de consum prin adăugarea sistemului de stocare, care utilizează racordul existent al locului de consum, fără modificarea puterii aprobate la punctul de delimitare. Limitarea puterii injectate (PV + stocare) la valoarea aprobată se face prin sistemul de management energetic.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Graficul orientativ tine seama atat de termenele de implementare medii, cat si 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 existentă												
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

Pentru determinarea capacității de stocare necesare a fost analizată producția instalației fotovoltaice existente deservite, estimată în documentația tehnico-economică de proiectare pusă la dispoziție de beneficiarul investiției. Producția anuală estimată a instalației de producere existente este de 5.121.700 kWh, respectiv 5.121,70 MWh (simulare PVGIS-5), la o putere instalată de 3.999,00 kWp.

Instalația electrică fotovoltaică existentă funcționează în regim de prosumator, calitate reglementată de Art. 3 pct. 95 din Legea 123/2012 și reprezintă clientul final care îndeplinește simultan următoarele condiții:

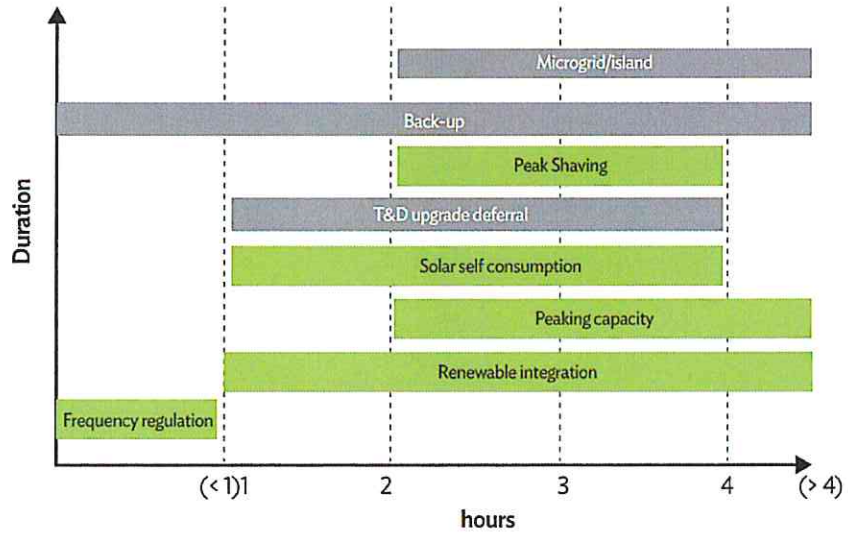
- își desfășoară activitățile în spațiul propriu1 aferent unui punct de delimitare cu rețeaua electrică, precizat prin certificatul de racordare;
- produce energie electrică din surse regenerabile pentru propriul consum;
- activitatea specifică nu este producerea energiei electrice;
- consumă, poate stoca şi 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 racordaţi la barele centralei electrice,
- poate deconta energia electrică produsă şi livrată cu energia electrică consumată din reţea pentru mai multe locuri de producere şi consum, dacă pentru locurile de consum respective este acelaşi furnizor de energie electrică şi dacă sunt racordate la reţeaua electrică a distribuitorului

la care este racordat prosumatorul, cu condiţia ca, în cazul consumatorilor autonomi necasnici de energie, aceste activităţi să nu constituie activitatea lor comercială sau profesională primară.

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 existente este de 3.999,00 kWp.
- Profilul consumatorului este preponderent nocturn, având ca principal consumator sistemul de iluminat public din localitate
- 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
- Adâncimea de descărcare utilizabilă (DoD) se asumă la valoarea 0,90, ca fereastră de operare a sistemului configurată prin sistemul de management al bateriei, superioară pragului minim de 80% impus de Ghidul solicitantului; DoD intervine direct în determinarea energiei utilizabile și, prin aceasta, în verificarea duratei de stocare (ST.6)
- 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 1 si 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 a instalației fotovoltaice existente deservite. Condiția de eligibilitate se verifică pe energia utilizabilă, nu pe capacitatea nominală, după formula:

2 h × PPV ≤ E_use ≤ 4 h × PPV, unde E_use = E_nom × DoD

unde
P_{PV} – Puterea instalată nominală a instalației fotovoltaice existente
E_nom – capacitatea nominală a sistemului de stocare propus
E_use – energia utilizabilă, determinată ca produs între capacitatea nominală și adâncimea de descărcare utilizabilă asumată (DoD ≥ 0,90)

- **SCENARIUL 1**: Înființarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile prin achiziționarea, montarea, racordarea, testarea și punerea în funcțiune a echipamentelor de stocare **care utilizează tehnologia Litiu-Ion (în speță LFP)**

În cadrul acestui scenariu, investiția propune înființarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile prin instalarea unui sistem containerizat de tip Battery Energy Storage System (BESS) bazat pe tehnologia Litiu-Fier-Fosfat ($LiFePO_4$).

Activitățile principale includ:

- Amenajarea terenului, eliminarea vegetatiei aplatizarea curbelor de nivel
- Săpătura în șant pentru fundația continuă perimetrală a plăcii de beton
- Confecționarea și montarea cofrajelor din panouri refolosibile
- Confecționarea și montarea armăturilor din oțel beton
- Turnarea betonului armat în fundația continuă perimetrală și placa de beton armat
- Achiziționarea containerelor de baterii, a PCS și a PTAB-ului nou aferente instalației de stocare
- Montarea containerelor de baterii, a PCS și a PTAB-ului nou pe platformele/fundațiile de beton armat
- Realizarea circuitelor de curent continuu (containere – PCS) și de curent alternativ (PCS – PTAB nou)
- Pozarea liniilor electrice subterane, inclusiv a LES de medie tensiune între PTAB-ul nou și PTAB-ul existent
- Racordarea instalației de stocare în partea de medie tensiune a PTAB-ului existent al parcului fotovoltaic, fără modificarea racordului existent
- Achizitionarea licenței sistemului de management și instalarea aplicațiilor
- Configurarea, testarea și punerea în funcțiune a sistemului
- Instalarea sistemului de iluminat și sistemului de supraveghere pentru zona de amplasare a echipamentelor

- **SCENARIUL 2**: Înființarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile prin achiziționarea, montarea, racordarea, testarea și punerea în funcțiune a echipamentelor de stocare **care utilizează tehnologia Sodiu-Ion (Na-Ion)**.

Acest scenariu prevede implementarea aceleiași infrastructuri funcționale (BESS), dar utilizând o tehnologie emergentă – Sodiu-Ion (Na-Ion). Scenariul urmează același flux tehnologic ca Scenariul 1, diferența fundamentală între acestea fiind tehnologiile de stocare utilizate.

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

Proiectul de înființare a unei capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile se amplasează în perimetrul existent al parcului fotovoltaic, pe o platformă tehnică deja amenajată și racordată la infrastructura electrică. Din această cauză, 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 în carcasă industrială cu un grad de protecție de minimum IP54 și un postament de montaj al echipamentelor care să asigure o elevatie de minim 15 cm deasupra cotei terenului amenajat.
b) Temperaturi extreme, prin variații mai mari ale temperaturii ambientale. Riscul va fi atenuat prin alegerea unor echipamente cu interval extins de funcționare, care să acopere cel puțin domeniul −25 °C ÷ +50 °C, dotate cu sistem activ de management termic (răcire pe bază de lichid și/sau aer cu admisie forțată) și cu 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, risc atenuat prin alegerea unor echipamente dotate cu sistem automat de detecție și stingere a incendiului, integrat în containerele de baterii, cu agent de stingere adecvat bateriilor litiu-ion.
b) Securitate fizică și vandalism. Amplasamentul este deja împrejmuit și supravegheat video. Se va prevedea instalație de iluminat zonal, împreună cu completarea sistemului de supraveghere, ținând seama de valoarea ridicată a echipamentelor proiectate. De asemenea, containerele de baterii, PCS și PTAB-ul nou vor fi prevăzute cu incuietori pentru restricționarea accesului neautorizat.

Evaluarea riscurilor climatice fizice și a vulnerabilității (Apendicele A la Anexa I la Regulamentul delegat (UE) 2021/2139). Evaluarea s-a realizat pentru durata de viață a investiției (25 de ani), pe categoriile de pericole legate de climă, după cum urmează:

Pericol (Apendice A)	Manifestare	Date pentru amplasament	Efect asupra investiției	Soluții de adaptare	Risc rezidual
Temperatură – cronic/acut	creșterea temperaturii medii, valuri de căldură	Temperatura medie anuală +10,7 °C; media maximă a lunii iulie +28,5 °C, media minimă a lunii ianuarie −4,8 °C; climat temperat continental cu nuanțe excesive, cu veri călduroase și secetoase. (Sursa: SF centrală fotovoltaică Brăila, S.C. AIR-PROJECTS S.R.L.; Studiu geotehnic, S.C. GEOPROIECT S.R.L. Brăila, 2023)	derating termic, îmbătrânire accelerată	management termic activ; domeniu de funcționare −25… +50 °C; uși orientate N-E	mediu
Temperatură – acut	ger, cicluri îngheț-dezgheț	Adâncime maximă de îngheț 90–100 cm (STAS 6054-77; cap. 3.1 g)(ii)); ierni geroase, sub influența maselor de aer continental. (Sursa: Studiu geotehnic, S.C. GEOPROIECT S.R.L. Brăila, 2023)	fundații, performanța celulelor	fundare sub adâncimea de îngheț; încălzire în carcasă	scăzut
Vânt / zăpadă – acut	furtuni, vijelii, încărcări din zăpadă	q_{ref} = 0,6 kPa; $s_{0,k}$ = 2,5 kN/m² (cap. 3.1 e)). Vânt predominant Crivățul (sector nordic, 29% din frecvența anuală), urmat de vântul din sectorul sudic (16%); viteza medie a vântului 4,1 m/s. (Sursa: SF centrală fotovoltaică Brăila, S.C. AIR-PROJECTS S.R.L.)	ancoraje carcase	dimensionare conform CR 1-1-4/2012 și CR 1-1-3/2012; ancorarea carcaselor	scăzut
Apă – acut	inundații, viituri, precipitații torențiale	Zonă de luncă a Dunării; nivelul apei freatice la 1,4…1,5 m, cu oscilații sezoniere de ±1,0 m, influențate de precipitații, irigații/desecări și de nivelul Dunării; terenul este mărginit la nord și la sud de canale de desecare. Municipiul Brăila nu este inclus în Anexa nr. 5 la Legea nr. 575/2001 (unități afectate de inundații). (Sursa: Studiu geotehnic, S.C. GEOPROIECT S.R.L. Brăila, 2023; DTAC centrală fotovoltaică)	avarie echipamente, incendiu	cotă de montaj peste nivelul apelor de calcul; platformă cu pantă și drenaj; măsuri împotriva umezirii terenului de fundare; verificarea cotei de montaj la faza de proiect tehnic pe hărțile de hazard la inundații ale ABA competente	mediu
Masă solidă – acut	alunecări de teren, eroziune	ag = 0,30 g (cap. 3.1 g)). Teren plan, stabil, fără eroziuni sau instabilități vizibile; teren de fundare dificil, categoria geotehnică 2, risc geotehnic moderat, Pconv = 120 kPa. (Sursa: Studiu geotehnic, S.C. GEOPROIECT S.R.L. Brăila, 2023)	stabilitatea platformei	fundare directă sub adâncimea de îngheț, pe baza studiului geotehnic; colectarea și dirijarea apelor pluviale	scăzut
Acut – incendiu	incendii de vegetație în perioade secetoase	Precipitații reduse (400–500 mm/an) și veri secetoase; vegetație ierboasă în incinta centralei fotovoltaice. (Sursa: SF centrală fotovoltaică Brăila, S.C. AIR-PROJECTS S.R.L.; DTAC centrală fotovoltaică)	incendiu	zonă de protecție fără vegetație în jurul platformei, cu cosire periodică; stingere automată integrată	scăzut

Concluzie: după aplicarea soluțiilor de adaptare, expunerea cea mai relevantă a amplasamentului este la temperatură (valuri de căldură), inundații (risc rezidual mediu), celelalte pericole având risc rezidual scăzut. Riscurile climatice fizice sunt reduse la un nivel acceptabil și nu împiedică realizarea și exploatarea investiției. Soluțiile de adaptare sunt incluse în soluția tehnică (cap. 5.3 c)) și în devizul general, se aplică exclusiv în incinta existentă și nu afectează reziliența altor active sau a zonelor învecinate; ele sunt în concordanță cu Strategia națională privind adaptarea la schimbările climatice 2024–2030, cu perspectiva 2050 (HG nr. 1010/2024).

4.3. Situația utilităților și analiza de consum:

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

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 existente. Obiectivul de investiții utilizează racordul existent al locului de consum; nu este necesară o racordare nouă la rețeaua de distribuție.

– soluții pentru asigurarea utilităților necesare.

Racordarea sistemului BESS se va realiza la infrastructura electrică existentă, în partea de medie tensiune a PTAB-ului existent al centralei fotovoltaice, prin PTAB-ul nou și o linie electrică subterană de medie tensiune, fără modificarea racordului existent al locului de producere și consum, 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 certificatul de racordare existent.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Implementarea proiectului privind înființarea unei capacități de 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 stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile se realizează în incinta parcului fotovoltaic existent, deja împrejmuită și pe care au fost montate deja echipamente de producere a energiei electrice. 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

Poluare cu metale grele sau alte elemente chimice nocive

- Implementarea proiectului de înființare a unei capacități de 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 Litiu-Fier-Fosfat ($LiFePO_4$) sau, alternativ, Sodiu-Ion (Na-Ion). Ambele tehnologii 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. În cazul în care transformatorul din PTAB-ul nou este cu ulei, acesta va fi prevăzut cu cuvă de retenție pentru colectarea eventualelor scurgeri, astfel încât să nu existe impact asupra solului și 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 exploatării neexistând nicio formă de emisie.

Protecția împotriva zgomotului și a vibrațiilor

Instalațiile proiectate nu produc zgomote sau vibrații, cu excepția sistemelor de ventilație/răcire ale containerelor și PCS și a transformatorului din PTAB-ul nou, al căror nivel de zgomot se încadrează în limitele admise pentru zona de amplasare. 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, placa de beton armat și fundația continuă perimetrală nu produc 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 reutilizează la sistematizarea incintei, acesta nefiind un deșeu.

Pentru respectarea principiului DNSH (obiectivul „Tranziția către o economie circulară"), gestionarea deșeurilor se completează cu următoarele măsuri:

- în documentația de atribuire a contractului de execuție se include obligația antreprenorului ca cel puțin 70% (în greutate) din deșeurile nepericuloase rezultate din construcții, montaj și demolări, cu excepția materialelor naturale din categoria 17 05 04, să fie pregătite pentru reutilizare, reciclare și alte operațiuni de valorificare materială, cu raportare prin formulare de evidență și documente de predare la operatori autorizați;
- sortarea deșeurilor la locul de producere, pe categorii, în containere dedicate; instruirea personalului antreprenorului;
- ambalajele echipamentelor (lemn, carton, folii) se predau spre reciclare; pământul din săpătură se reutilizează la sistematizarea incintei;
- echipamentele electrice și electronice scoase din uz se gestionează conform OUG nr. 5/2015 privind DEEE; bateriile la final de viață se preiau prin schema de răspundere extinsă a producătorului, conform Regulamentului (UE) 2023/1542, cu obligația contractuală a furnizorului de a asigura preluarea și reciclarea;
- caietul de sarcini va cere echipamente cu durabilitate ridicată, reparabile și demontabile, cu documentație privind compoziția bateriei, după caz.

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.

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

Investiția propusă se încadrează în linia infrastructurii existente. Cu o înălțime și un gabarit mai scăzute decât echipamentele deja existente pe amplasament, cât și prin utilizarea de tehnologii moderne, silențioase, nepoluante, acestea nu proiectul nu generează disconfort pentru comunitate sau mediul natural înconjurător.

e) respectarea principiului „a nu prejudicia în mod semnificativ" (DNSH)

Investiția respectă principiul „a nu prejudicia în mod semnificativ" (DNSH) în sensul art. 17 din Regulamentul (UE) 2020/852, completat cu Regulamentul delegat (UE) 2021/2139, pe etapele de execuție, operare și scoatere din uz, după cum urmează.

Atenuarea schimbărilor climatice. Sistemul de stocare se încarcă exclusiv din producția centralei fotovoltaice existente de 3.999,00 kWp (strategia de operare, cap. 4.5), fără încărcare din SEN.

Energia stocată înlocuiește energie preluată din rețea în orele de consum nocturn, cu o reducere estimată a emisiilor de 1.719,88 tCO_2/an (indicatorul I.2, factor de emisii 0,5885 tCO_2/MWh, η_RT = 0,88). Proiectul nu utilizează combustibili fosili și nu generează emisii directe de gaze cu efect de seră în exploatare.

Adaptarea la schimbările climatice. Evaluarea riscurilor climatice și a vulnerabilității, realizată pe baza Apendicelui A la Anexa I la Regulamentul delegat (UE) 2021/2139, este prezentată în subcapitolul 4.2; soluțiile de adaptare sunt integrate în soluția tehnică (cotă de montaj, IP54, management termic, stingere automată) și nu afectează reziliența altor active sau a zonelor învecinate.

Utilizarea durabilă și protecția resurselor de apă și a celor marine; prevenirea și controlul poluării. Nu se aplică evaluarea de fond (N/A, conform Regulamentului delegat (UE) 2021/2139 și Anexei 3 la Ghid). Sistemul este închis, fără consum de apă tehnologică și fără emisii în apă, aer sau sol în exploatare.

Tranziția către o economie circulară. Se aplică măsurile de la subcapitolul 4.4 c) – „Gospodărirea deșeurilor" (≥ 70% din deșeurile nepericuloase din construcții pregătite pentru reutilizare/reciclare; DEEE conform OUG nr. 5/2015; baterii conform Regulamentului (UE) 2023/1542; cerințe de durabilitate și reciclabilitate în caietul de sarcini).

Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor. Investiția se realizează în incinta centralei fotovoltaice existente, în intravilanul municipiului Brăila, pe imobilul CF 79096, cu categoria de folosință „arabil", pe care este înființată instalația electrică fotovoltaică de producere (cap. 3.1 a)). Investiția nu ocupă terenuri suplimentare, nu afectează terenuri forestiere și nu afectează arii naturale protejate sau situri Natura 2000. Actul final de reglementare pentru protecția mediului, emis de autoritatea competentă (APM Brăila), conform Legii nr. 292/2018, se depune cel târziu în etapa de precontractare.

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

Așa cum a fost determinat pe baza caracteristicilor tehnice ale instalației existente, cu o putere instalată de 3.999,00 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 consumul propriu al UAT (iluminat public, ca principal consumator, stații de reîncarcare autovehicule electrice, echipamente, consum energetic clădiri publice, etc.)

Necesarul de stocare a fost stabilit astfel încât energia utilizabilă a sistemului să se încadreze în intervalul eligibil de 2–4 ore raportat la puterea instalată a instalației fotovoltaice existente. Ghidul solicitantului nu impune o durată de stocare de 4 ore, ci un interval de minimum 2 și maximum 4 ore; în cadrul acestui interval, prezentul studiu de fezabilitate adoptă limita superioară de 4 ore ca valoare-țintă de proiectare, fără ca energia utilizabilă rezultată să o depășească.

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 (consum propriu)
- Peak shaving (aplatizarea curbelor de sarcină)
- Renewable integration (integrarea surselor regenerabile)

Conform Ghidului solicitantului, capacitatea de stocare se dimensionează astfel încât durata echivalentă de stocare, calculată pe energia utilizabilă și raportată la puterea instalată a centralei fotovoltaice existente, să se încadreze între minimum 2 ore și maximum 4 ore. În cadrul acestui interval eligibil, soluția tehnică este dimensionată către limita superioară de 4 ore. Alegerea este justificată de decalajul dintre producția fotovoltaică, preponderent diurnă, și profilul de consum al beneficiarului, preponderent nocturn, precum și de necesitatea valorificării unei ponderi cât mai mari din surplusul de energie produsă și neconsumată instantaneu. Capacitatea nominală se determină ținând seama de adâncimea de descărcare utilizabilă, astfel încât energia utilizabilă rezultată să nu depășească valoarea de 4 × P_RES. Valoarea-țintă a energiei utilizabile se stabilește prin relația:

$E_{use,țintă} = 4\ h \times P_{RES} = 4\ h \times 3.999{,}00\ kW = 15.996{,}00\ kWh$, respectiv $E_{nom,țintă} = E_{use,țintă} / DoD = (4\ h \times 3.999{,}00\ kW) / 0{,}90 = 17.773{,}33\ kWh$

Limita inferioară a intervalului impune, corespunzător: $E_{use,min} = 2\ h \times 3.999{,}00\ kW$, respectiv $E_{nom,min} = E_{use,min} / DoD$. La adâncimea de descărcare utilizabilă asumată, de 0,90, banda admisă a capacității nominale este cuprinsă între 2,222 × P_RES și 4,444 × P_RES.

În etapa de configurare a echipamentului, întrucât capacitatea de stocare se realizează din containere cu capacitate discretă (5.000 kWh/container), capacitatea nominală finală se stabilește prin alegerea configurației containerizate a cărei energie utilizabilă se apropie cel mai mult de valoarea-țintă de 4 × P_RES, fără a o depăși:

- **N = rotunjire în jos (E_nom,țintă / 5.000)**
- **E_nom = N × 5.000 kWh = 15.000,00 kWh, respectiv 15,00 MWh**

Rotunjirea se face în jos, către numărul întreg de containere a cărui energie utilizabilă nu depășește valoarea-țintă, întrucât rotunjirea în sus ar conduce la depășirea limitei de 4 ore calculate pe energia utilizabilă și, prin aceasta, la neîndeplinirea condiției obligatorii de la indicatorul ST.6. Numărul de containere astfel determinat se verifică suplimentar față de limita inferioară a intervalului: dacă E_nom × 0,90 < 2 h × 3.999,00 kW, configurația nu este eligibilă.

Durata echivalentă de stocare rezultată nu este, prin urmare, o valoare fixă de 4 ore, ci valoarea care rezultă din configurația containerizată adoptată, cuprinsă în intervalul eligibil. Condiția $2 \leq T \leq 4$ nu admite toleranță: o configurație care conduce la o durată chiar și marginal superioară valorii de 4 ore nu îndeplinește condiția de eligibilitate tehnică de la indicatorul ST.6. Din acest motiv, valoarea T se verifică pentru fiecare configurație în parte, iar rotunjirea numărului de containere se face întotdeauna în jos.

Verificarea suficienței producției disponibile pentru dimensionarea la limita superioară

Dimensionarea la limita superioară a intervalului eligibil este justificată numai dacă instalația fotovoltaică existentă produce, anual și zilnic, un surplus suficient pentru încărcarea sistemului de stocare. În caz contrar, soluția ar rămâne eligibilă din punctul de vedere al indicatorului ST.6, dar ar fi supradimensionată economic, iar indicatorul I.2 nu ar putea fi atins în etapa de monitorizare. Alegerea limitei superioare se corelează, din acest motiv, cu următoarele mărimi:

Mărime verificată	**U.M.**	**Valoare**
Producția anuală a instalației fotovoltaice existente	MWh/an	5.121,70
Surplusul anual disponibil pentru stocare (energia produsă și neconsumată instantaneu)	MWh/an	3.329,11
Energia utilizabilă a sistemului de stocare, pe un ciclu complet	kWh	13.500,00
Energia absorbită anual de sistemul de stocare (EAA)	MWh/an	3.321,00
Numărul mediu de cicluri echivalente pe an	cicluri/an	246
Puterea nominală de încărcare/descărcare a stocării (P_stoc)	kW	4.500
Durata echivalentă de stocare rezultată (T)	h	3,38

Surplusul anual disponibil acoperă energia absorbită anual de sistemul de stocare, determinată la subcapitolul 5.4 b), iar energia utilizabilă a unui ciclu complet se încadrează în surplusul zilnic mediu al sezonului de producție ridicată. Numărul mediu de cicluri echivalente asumat, de 246 cicluri pe an (0,67 cicluri pe zi), reflectă funcționarea cu un ciclu principal zilnic în sezonul cald și cicluri parțiale în sezonul rece, fiind corelat cu profilul de consum descris mai jos. Dimensionarea la limita superioară a intervalului eligibil este, prin urmare, justificată atât tehnic, cât și economic.

Puterea nominală de încărcare/descărcare a sistemului de stocare este asigurată de cele trei PCS bidirecționale, cu puterea nominală de 1.500 kW fiecare (P_stoc = 4.500 kW, respectiv o rată de 0,30C raportat la capacitatea nominală totală a celor trei containere de 5.000 kWh), și permite preluarea surplusului de producție al instalației existente în intervalul de iradiere maximă, în limita puterii PCS și a condițiilor din punctul de conexiune, precum și livrarea energiei stocate pe durata intervalului de consum nocturn, fără ca puterea totală injectată în rețea să depășească valoarea aprobată prin certificatul de racordare al locului de consum existent.

Indicatorii ST.1 ÷ ST.6, prin care se demonstrează eligibilitatea tehnică a dimensionării descrise mai sus, sunt prezentați centralizat la subcapitolul 5.4 b) al prezentului studiu de fezabilitate, împreună cu indicatorii obligatorii I.1 și I.2 și cu fișa de parametri tehnici minimi asumați.

Strategia de operare a sistemului de stocare, corelată cu profilul de consum
Ghidul solicitantului prevede expres că strategia de operare a bateriei se descrie în Studiul de fezabilitate și se corelează cu profilul de consum al beneficiarului.

Profilul de consum. Sistemul de stocare se conectează în instalația locului de producere și consum al centralei fotovoltaice existente, în spatele contorului acestuia. Consumul propriu al acestui loc este redus, fiind format din serviciile interne ale centralei și ale sistemului de stocare (iluminat, supraveghere, comunicații, management termic). Energia stocată se livrează prin punctul de racordare al centralei în intervalele de seară și de noapte, în limita puterii aprobate, iar Municipiul Brăila o decontează, în calitate de prosumator, cu energia preluată din rețea de celelalte locuri de consum proprii, în condițiile art. 3 pct. 95 din Legea nr. 123/2012 (cap. 4.1). Profilul consumului decontat este preponderent nocturn: conform datelor de consum puse la dispoziție de beneficiar și utilizate la dimensionarea centralei fotovoltaice, consumul anual al locurilor de consum luate în calcul este de 4.185,49 MWh, din care iluminatul public reprezintă 3.839,78 MWh (cca. 92%), cu valori lunare maxime în decembrie–ianuarie.

Curba de producție. Producția instalației fotovoltaice existente este diurnă, cu maxim în intervalul orelor de amiază și cu variație sezonieră pronunțată, conform simulărilor prezentate la subcapitolul 2.3. Rezultă un decalaj sistematic între momentul producției și momentul consumului, pe care sistemul de stocare are rolul de a-l acoperi.

Regimurile de operare sunt următoarele:

a) Încărcare din surplusul fotovoltaic – în intervalul diurn, energia produsă și neconsumată instantaneu este direcționată către sistemul de stocare, cu prioritate față de injecția în rețea, până la atingerea limitei superioare a stării de încărcare.

b) Descărcare de seară și nocturnă – în intervalele fără producție fotovoltaică, energia stocată acoperă consumul propriu al locului de producere și consum, iar diferența se livrează prin punctul de racordare al centralei, în limita puterii aprobate, fiind decontată cu consumul nocturn al locurilor

de consum ale beneficiarului (iluminat public, clădiri publice), ceea ce reduce energia preluată de acestea din Sistemul Electroenergetic Național.

c) Aplatizarea vârfurilor de sarcină (peak shaving) – în intervalele cu putere absorbită ridicată, sistemul de stocare preia o parte din sarcină, limitând puterea absorbită din rețea.

d) Limitarea injecției în rețea – în momentele în care producția instalației existente depășește suma dintre autoconsumul instantaneu și puterea de încărcare disponibilă, sistemul de stocare absoarbe surplusul, reducând pierderile generate de limitările de evacuare.

Ierarhia de prioritizare implementată în sistemul de management energetic este următoarea: 1) acoperirea autoconsumului instantaneu din producția fotovoltaică; 2) încărcarea sistemului de stocare din surplusul de producție; 3) injecția în rețea a energiei rămase disponibile, în limita aprobată prin certificatul de racordare al locului de consum existent; 4) preluarea de energie din rețea numai pentru acoperirea consumului, niciodată pentru încărcarea sistemului de stocare.

Parametri de setare asumați. Starea de încărcare se menține în intervalul operațional corespunzător unei adâncimi de descărcare utilizabile de minimum 0,90, cu păstrarea unei rezerve operaționale care protejează celulele împotriva descărcării profunde. Energia stocată provine integral, în proporție de 100%, din instalația de producere existentă a beneficiarului.

Ciclarea estimată. Corelat cu profilul de consum nocturn, cu curba de producție și cu energia disponibilă pentru stocare, sistemul realizează o ciclare medie estimată de 246 cicluri echivalente pe an, raportate la energia utilizabilă. Aceeași valoare este utilizată la determinarea energiei absorbite anual (EAA) de la subcapitolul 5.4 b) și se încadrează în durata de viață garantată a tehnologiei propuse.

Sistemul de management energetic și contorizarea distinctă. Proiectul include un sistem de management energetic (EMS) și contorizare distinctă, care permit evidențierea separată a producției din sursa regenerabilă, a energiei încărcate și descărcate din sistemul de stocare, a consumului preluat din rețea și, după caz, a energiei injectate în rețea. Datele colectate stau la baza rapoartelor de monitorizare și a raportului de audit electroenergetic anual, prin care se verifică indicatorii I.1 și I.2.

Încadrarea soluției propuse în condițiile de eligibilitate tehnică

Soluția propusă respectă cumulativ condițiile de eligibilitate tehnică prevăzute de Ghidul solicitantului:

a) instalația de stocare este de tipul „în spatele contorului", conectată în cadrul instalației de utilizare a locului de producere și consum la care se află instalația fotovoltaică existentă, aferentă aceluiași loc de consum;

b) sistemul de stocare asigură compatibilitatea tehnică cu instalația de producție existentă, fără modificarea acesteia, racordarea realizându-se în partea de medie tensiune a PTAB-ului existent al parcului fotovoltaic, prin PTAB-ul nou;

c) tehnologia utilizată este litiu-fier-fosfat (LFP), nefiind utilizate tehnologii pe bază de plumb, NiCd sau NiMH;

d) energia stocată provine în proporție de 100% din instalația de producere proprie, proiectul neavând ca obiect stocarea energiei extrase din Sistemul Electroenergetic Național;

e) proiectul nu înlocuiește capacități mai vechi de stocare a energiei electrice și nu a beneficiat de finanțare pentru sisteme de stocare din alte programe de finanțare nerambursabile;

f) sistemul de stocare include BMS, protecții și funcții de jurnalizare, care permit evidențierea și raportarea energiei încărcate și descărcate, precum și a exportului către rețea, după caz;

g) echipamentele livrate vor fi noi, cu marcaj CE și conforme standardelor tehnice aplicabile, cu o garanție minimă de 10 ani și/sau un prag minim de cicluri garantat de producător, conform documentației tehnice.

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 fără TVA	TVA	Cost total
Scenariul 1	18.155.465,40	3.789.555,96	21.945.021,36
Scenariul 2	21.551.486,73	4.502.639,76	26.054.126,49

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 25 de ani.

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 infiintarea unei capacități de stocare de 15.000,00 kWh utilizând tehnologia LFP.

În vederea intocmirii analizei financiare, s-au avut in vedere urmatoarele elemente:

- Orizontul de timp;
- Determinarea costurilor totale;
- Veniturile generate de proiect;
- Costuri de funcționare si întreținere;
- Valoarea reziduala a investiției;
- Determinarea ratei actualizarii;
- Determinarea indicatorilor de performanța;
- Surse de finantare.

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

Gradul de interes crescut al beneficiarului pentru infiintarea unei capacități de stocare pentru centrala electrică fotovoltaică existentă și aportul pe care il aduce la neutralitatea climatica si la echilibrarea locală a rețelei, confirma intentia de sustinere a investiției atat pe perioada de implemetare, cat si ulterior acesteia.

Realizarea unei capacități de stocare performante pentru centrala electrică fotovoltaică existentă, în concordanță cu standardele Uniunii Europene, poate fi realizată numai prin conceperea unor soluții 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 2027 este considerat anul de referință al proiectului.
- Durata de realizare a investiției este de 12 de luni (dupa semnarea contractului de finanțare).
- Durata medie de viata a investiției este:

Activ	**Durata de viata (ani)**
Lucrari construcții si instalații	25
Utilaje	10
Dotari	5

TOTAL	

- Perioada de referinta:

Conform recomandarii Comisiei Europeane in Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014 - 2020, pentru "energy", perioda 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 analiza = 25 ani, plus 1 an pentru implementarea investiției.
- Realizarea analizei financiare a proiectului a vizat preturi constante si a respectat metoda incrementala.
- Metodologia fluxului de numerar actualizat se bazeaza pe fluxuri de numerar efective, fiind elimintate fluxurile nonmonetare cum ar fi amortizarea si provizioanele. Cheltuielile neprevazute din Devizul general de cheltuieli au fost luate in calcul desi nu constituie o cheltuiala efectiva, ci doar o măsură de atenuare a anumitor riscuri.
- Analiza foloseste preturi constante.
- Valoarea reziduala nu s-a luat în calcul.
- Pentru echipamentele de stocare s-a prevăzut un cost de înlocuire de 25% din valoarea utilajelor și echipamentelor tehnologice (cap. 4.3 din devizul general), respectiv 3.351.975,00 lei, în anul 15 al perioadei de analiză.
-

Evolutia prezumata a tarifelor.

Calculul tarifului pentru acest tip de investiție este irelevant deoarece Beneficiarul investiției nu impune o taxa pentru utilizatorii acesteia, care sa fie in concordanta cu cheltuielile de mentenata.

Beneficiarul investiției are calitatea de prosumator, conform legislației din România, respectiv Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, precum și Ordinului ANRE nr. 15/2022 privind racordarea prosumatorilor și condițiile de comercializare a energiei electrice produse din surse regenerabile.

În această calitate, beneficiarul:

- produce energie electrică din surse regenerabile pentru consum propriu;
- livrează surplusul de energie în rețeaua electrică, beneficiind de mecanismul de compensare cantitativă, conform reglementărilor ANRE în vigoare;
- nu este considerat operator economic care desfășoară activități de producție comercială a energiei, ci un participant la piața de energie în scop propriu

Compensarea energiei electrice se realizează cantitativ. Pentru analiza cost-beneficiu, economiile din autoconsum sunt cuantificate teoretic, la tariful de achiziție evitat, diminuat cu valoarea teoretică a surplusului de energie (0,30 lei/kWh), conform ipotezelor din anexa de analiză cost-beneficiu.

Cheltuielile de întreținere si reparatii curente se planifica in bugetul beneficiarului, de unde sunt suportate in intregime.

Evolutia prezumata a costurilor de operare (servicii existente, personal, energie, operarea noilor investiții, întreținerea de rutina si reabilitari):

Pe langa costurile de investiție, proiectul genereaza si cheltuieli pe termen lung, asociate intretinerii si reparatiilor structurii modernizate, reprezentand cheltuieli ulterioare etapei de implementare.

Costurile de exploatare sunt reprezentate de costurile cu mentenanta si inlocuirile 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	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**

Evolutia prezumata a veniturilor

Infintarea capacității de stocare nu va produce efectiv venituri din tranzactionarea energiei electrice stocate/livrate, ci va genera economii prin procesul de autoconsum, economii ce pot fi considerate venit prin comparatie cu situația existenta. De asemenea, instalația de stocare va reduce fenomenul de curtailment (limitare a producției). Acesta nu va genera profit, ci va determina compensarea consumului propriu de energie electrică, generând venituri din economii și venituri indirecte prin evitarea pierderilor.

Analiza cost beneficiu

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

Indicatorii utilizati in analiza financiară sunt:

- Valoare actualizata neta

- Raportul beneficiu/cost
- Fluxul de numerar cumulat actual

Comisia Europeana recomanda dezvoltarea analizei financiare si determinarea acestor indicatori in doua situatii;

- luandu-se in considerare toate costurile investiției – indicatorii rentabilitatii financiare a investiției;
- luandu-se in consideratie numai contributia națională si a beneficiarului la costurile eligibile si costurile ne-eligibile, adica capitalul investit – indicatorii rentabilitatii financiare a capitalului investit.

Indicatorii proiectului rezultați în urma analizei financiare sunt:

Indicator de performanță financiară	**U.M.**	**Valoare**
Rata de actualizare utilizată	%	4
Valoarea actualizată netă financiară a investiției (VANF/C)	lei	5.528.754,50
Rata internă de rentabilitate financiară a investiției (RIRF/C)	%	7,24%
Raportul beneficii/cost (B/C)	–	1,266
Fluxul de numerar cumulat actualizat, la finalul perioadei de analiză	lei	5.528.754,50
Cheltuieli de investiție și de înlocuire, actualizate	lei	20.091.147,44
Cheltuieli de exploatare și întreținere, actualizate	lei	671.986,74
Venituri din economii de energie, actualizate	lei	26.291.888,68
Cost-eficacitate – Scenariul 1 (recomandat)	lei/kWh stocat	1.210,36
Cost-eficacitate – Scenariul 2	lei/kWh stocat	1.436,77

CONCLUZIE: Indicatorii calculati in cadrul analizei financiare se încadrează in urmatoarele limite:

- Valoarea actualizată netă financiară (VANF) > 0;
- Rata internă de rentabilitate financiară (RIRF = 7,24%) > rata de actualizare (4%);
- Raportul beneficii/cost (B/C = 1,266) > 1.

Indicatorii financiari rezultă din cuantificarea teoretică a economiei la energia preluată din rețea, la tariful de achiziție evitat, compensarea efectivă a energiei fiind cantitativă. Rezultatul nu modifică natura investiției publice: proiectul nu generează venituri din tranzacționarea energiei, mobilul realizării investiției fiind contribuția la beneficiile sociale și de mediu, iar finanțarea nerambursabilă rămâne determinantă în decizia de a investi, în lipsa resurselor financiare proprii ale beneficiarului. Ipotezele analizei nu au fost ajustate pentru a obține un anumit rezultat.

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

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 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 CO_2 (tone/an).

Așa cum se poate observat, efectele tangibile sunt în directă legătura 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:

Cost-Eficacitate = Cost total al investiției / kWh stocați

Raportul Cost-Eficacitate are următoarele valori:

- SCENARIUL 1: 1.210,36

- SCENARIUL 2: 1.436,77

4.8. Analiza de senzitivitate

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

Managementul riscurilor presupune urmatoarele etape:

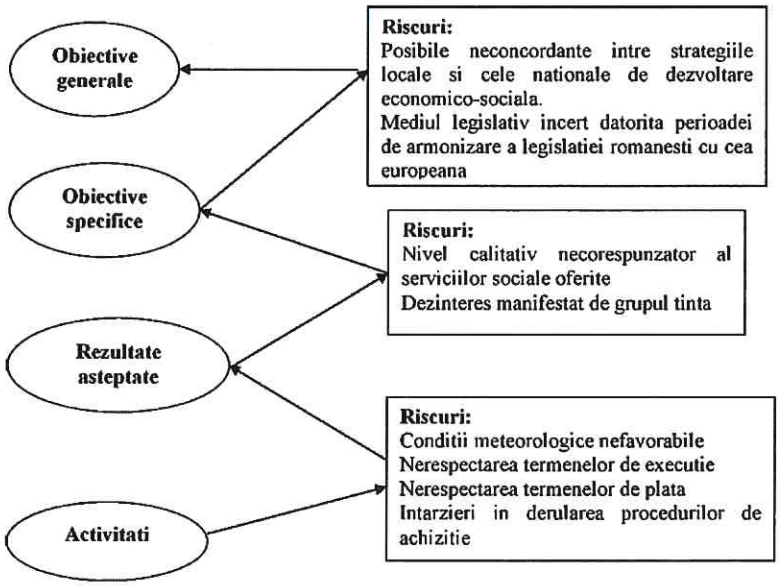
- conceperea planului de management al riscurilor;

- identificarea riscurilor;
- analiza calitativa a riscurilor;
- elaborarea planului de măsuri pentru contracararea/ evitarea riscurilor;
- monitorizarea riscurilor identificate si identificarea unor noi amenintari.

1. Conceperea planului de management al riscurilor presupune in primul rand cunoasterea caracteristicilor esentiale ce definesc riscurile iar, in al doilea rand, cunoasterea tuturor celor implicate in derularea proiectului si măsură in care ei pot participa la procesul de identificare si contracarare a riscurilor.

2. Identificarea riscurilor

Riscurile proiectului au fost identificate pornind de la analiza cauzelor aplicata 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 existent și noul sistem 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 (EMS, 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 prosumatorii / energia regenerabilă.
- 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).

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 existent și noul sistem 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 (EMS, 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 prosumatorii / energia regenerabilă	4	3	**12**	Mediu
3	Fluctuații semnificative ale prețului energiei electrice pe piață	3	4	**12**	Mediu
4	Creșteri ale dobânzilor sau inflației care afectează costurile financiare	3	3	**9**	Mediu
5	Riscuri de securitate cibernetică asupra sistemelor de control	4	2	**8**	Mediu
6	Lipsa stabilității politice sau a politicilor de sprijin pentru energia verde	4	2	**8**	Mediu
7	Probleme în rețeaua de distribuție (întreruperi, limitări de putere, curtailment)	4	3	**12**	Mediu
8	Dezastre naturale (inundații, cutremure, incendii naturale)	5	2	**10**	Mediu
9	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,	**Beneficiar** /	Lipsă de comunicare și	Organizarea periodică a ședințelor de progres; clarificarea

	antreprenor și furnizori	**Executant**	control	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 apărute în timpul lucrărilor	**Executant**	Nerespectarea proiectului sau a normativelor	Control tehnic de calitate prin diriginți de șantier; recepții parțiale; verificări de către dirigintele de șantier; refacerea lucrărilor neconforme pe cheltuiala executantului.
8	Accidente de muncă sau incidente SSM în șantier	**Executant**	Nerespectarea normelor de protecție	Plan SSM obligatoriu; implementarea planului de asigurare a calității.
9	Probleme de logistică privind transportul echipamentelor grele la amplasament	**Executant**	Acces dificil la amplasament	Verificarea rutelor înainte de execuție; obținerea avizelor și acordurilor prealabile
10	Neconcordanțe între planificarea financiară și fluxul efectiv de plăți	**Beneficiar**	Proceduri administrative și birocrație	Planificare financiară realistă; depunere completă a documentelor de decont; comunicare activă cu autoritatea finanțatoare.

Nr.	**Risc identificat**	**Responsabil**	**Descriere / Cauză**	**Măsuri de atenuare /**

		principal		**diminuare**
1	Defecțiuni ale sistemului de stocare (baterii, BMS, module)	**Executant / Furnizor**	Probleme de fabricație sau montaj	Achiziție de echipamente certificate CE; garanție minim 10 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; împământare corectă; verificări PRAM periodice.
6	Erori de calibrare EMS / 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 prosumatorii	**Beneficiar**	Modificări ale cadrului legal	Monitorizare permanentă a legislației; adaptarea documentațiilor și procedurilor; consultanță juridică la nevoie
3	Fluctuații ale prețului energiei electrice	**Beneficiar**	Piață volatilă	Scenarii alternative în analiza financiară; impact minim.
4	Creșteri ale dobânzilor / inflației	**Beneficiar**	Context economic general	Ajustarea fluxului de numerar; constituirea unei rezerve bugetare; finanțare nerambursabilă.
5	Riscuri de securitate cibernetică asupra sistemului EMS	**Beneficiar**	Atacuri informatice	Firewall, autentificare în doi pași, actualizări periodice; audit de securitate informatică.
6	Lipsa stabilității politice / schimbări în politicile energetice	**Beneficiar**	Factori politici externi	Flexibilitate în planificare; scenarii de ajustare bugetară.
7	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.
8	Dezastre naturale (inundații, cutremure, incendii)	**Beneficiar / Executant**	Factori de forță majoră	Amplasare sigură; proiectare conform normativelor P100 și I7; asigurare facultativă.
9	Riscuri reputaționale (opinia publică, comunitate locală)	**Beneficiar**	Percepție negativă locală	Informare publică transparentă; consultări cu comunitatea; campanii de comunicare privind beneficiile.

5. Scenariul/Opțiunea 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 sistemului de stocare a energiei electrice (BESS) în cadrul centralei fotovoltaice existente.

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

Nr.	Criteriu de evaluare	SCENARIUL 1 – Litiu-Ion (LFP)	SCENARIUL 2 – Sodiu-Ion (Na-Ion)	Observații / justificări
1	Densitate energetică și capacitate volumetrică	5	3	LFP oferă densitate mai mare, deci volum/masă mai redusă pentru aceeași energie.
2	Durata de viață (număr cicluri)	5	2	Deși ambele tehnologii oferă o ciclabilitate superioară oricărei alteia, LFP relevă rezultate net superioare.
3	Stabilitate termică și siguranță	4	5	Na-Ion are comportament termic mai stabil, cu risc scăzut
4	Cost specific (€/kWh)	3	3	Na-Ion utilizează materiale mai ieftine, însă costul de investiție al scenariului 2 rezultat din devizul general este superior scenariului 1.
5	Disponibilitate comercială / maturitate tehnologică	5	3	LFP este standard industrial global; Na-Ion este într-o fază post conceptuală.
6	Autodescărcare	3	5	Na-Ion prezintă un grad de autodescărcare mai mic
7	Impact ecologic și reciclare	4	5	Na-Ion nu folosește litiu, nichel sau cobalt; reciclare mai ușoară.
8	Cost de mentenanță (€/an)	4	5	Na-Ion are mai puține componente de control termic.
9	Durabilitate mecanică / vibrații / cicluri profunde	5	4	LFP suportă descărcări profunde fără degradare majoră.
10	Aliniere cu programele de finanțare și	5	4	Majoritatea ghidurilor PNIESC/PNRR/CE folosesc

	standarde existente			LFP ca referință validată.
	TOTAL:	**43/50**	**39/50**	

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

În urma analizei multicriteriale efectuate, care a avut în vedere criterii tehnice, economice, de mediu și de conformitate cu standardele actuale, se constată că Scenariul 1 – Litiu-Ion (LFP) obține un punctaj total de 43 din 50, în timp ce Scenariul 2 – Sodiu-Ion (Na-Ion) obține 39 din 50. Diferența de 4 puncte reflectă maturitatea, fiabilitatea și disponibilitatea superioară a tehnologiei LFP, factori esențiali pentru asigurarea implementării în termenii și condițiile de calitate impuse de finanțator și de cadrul tehnic național.

Deși tehnologia Na-Ion prezintă avantaje privind costul specific redus și impactul ecologic favorabil, disponibilitatea comercială limitată și lipsa unei baze extinse de furnizori certificați pot genera incertitudini privind termenele de livrare, compatibilitatea componentelor și asigurarea mentenanței pe termen lung. Pentru un proiect public, unde predictibilitatea costurilor, fiabilitatea echipamentelor și conformitatea cu programele de finanțare sunt prioritare, aceste riscuri pot afecta sustenabilitatea investiției. În schimb, LFP beneficiază de o piață matură, stabilă și competitivă, cu prețuri constant descrescătoare și garanții extinse, de minimum 10 ani, conform cerinței din Ghidul solicitantului.

Pentru realizarea proiectului este recomandată așadar utilizarea SCENARIULUI 1: Înființarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile prin achiziționarea, montarea, racordarea, testarea și punerea în funcțiune a echipamentelor de stocare care utilizează tehnologia Litiu-Ion (LFP).

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

a) obținerea și amenajarea terenului;

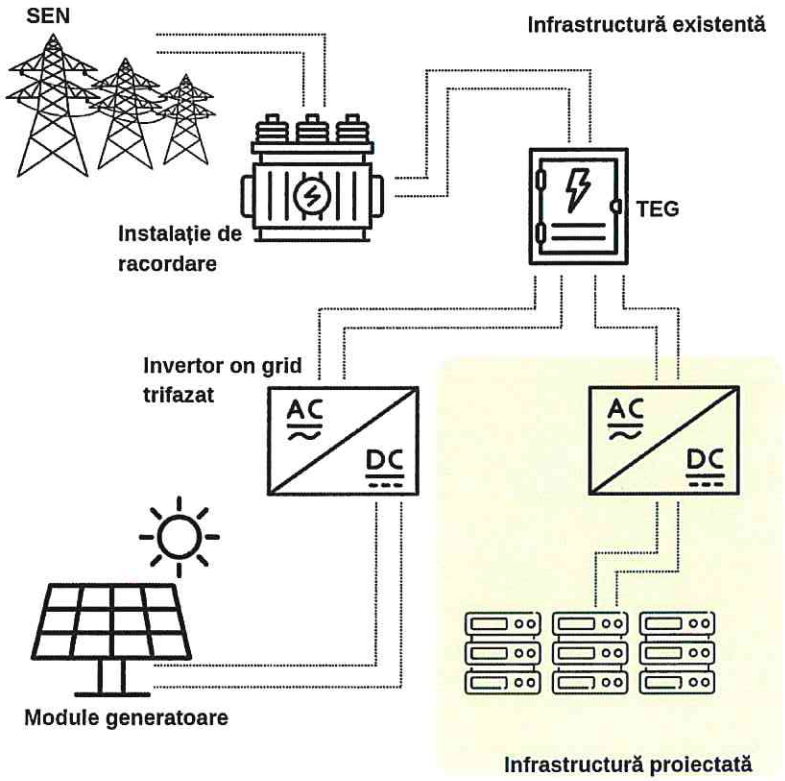
Terenul este in proprietatea beneficiarului, nemafiind necesare proceduri de obtinere a terenului. Amenajarea terenul se refera la urmatoarele operatiuni principale:
- Indepartarea vegetatiei existente
- Nivelarea terenului si aplatizarea curbelor de nivel

Amplasamentul este comun cu instalația fotovoltaică deservită.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Obiectivul utilizează racordul existent al locului de consum la rețeaua de distribuție a energiei electrice, fără modificarea racordului și a puterii aprobate; instalarea sistemului de stocare se aduce la cunoștința operatorului de distribuție prin notificare ori, după caz, prin actualizarea avizului tehnic de racordare.

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;

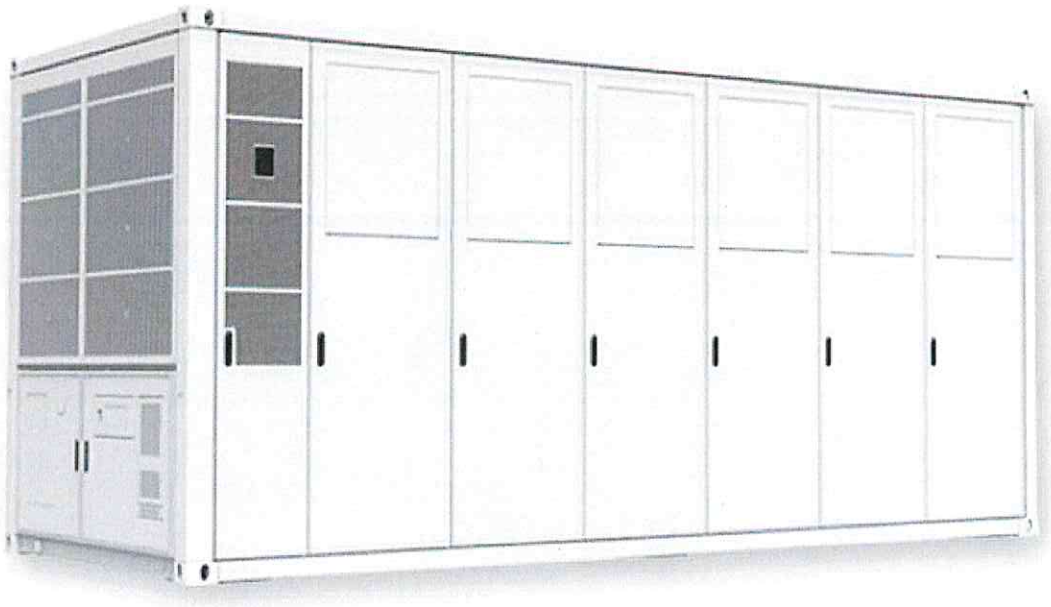


Soluția tehnică propusă constă în instalarea unui sistem electrochimic de stocare a energiei de tip Battery Energy Storage System (BESS), în configurație containerizată, cu PCS amplasate separat de containerele bateriilor, proiectat pentru a funcționa în paralel cu instalația electrică fotovoltaică existentă 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 dimensionată către limita superioară de 4 ore a intervalului eligibil, fără depășirea acesteia, ținând seama de energia utilizabilă rezultată după aplicarea adâncimii de descărcare utilizabile (DoD).

Plecând de la energia utilizabilă țintă de 15.996,00 kWh, corespunzătoare limitei superioare de 4 ore raportate la puterea instalată a instalației fotovoltaice existente, soluția tehnică reprezintă

înființarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse de instalația fotovoltaică, realizată cu trei containere de baterii LFP, cu capacitatea nominală de 5.000 kWh fiecare, și trei PCS bidirecționale amplasate separat de containere, cu puterea nominală de 1.500 kW fiecare.





(containere de stocare – exemplificativ)

Capacitatea nominală de stocare va fi de 15.000,00 kWh, respectiv 15,00 MWh, și va fi realizată în configurație 3 × 5.000 kWh (trei containere de baterii, cu capacitatea nominală de 5.000 kWh fiecare; valoarea de 5.000 kWh exprimă energia unui container, nu puterea acestuia). Capacitatea unitară a containerului reprezintă valoarea de referință utilizată la dimensionare; sunt admise și configurații echivalente, cu alte capacități unitare, cu condiția realizării capacității nominale totale asumate și a încadrării duratei echivalente de stocare T în intervalul 2 ÷ 4 ore.

Conversia bidirecțională DC/AC se realizează prin trei PCS amplasate separat de containere, fiecare cu puterea nominală de încărcare/descărcare de minimum 1.500 kW, astfel încât puterea nominală totală instalată în PCS să fie de cel puțin 4.500 kW (4,50 MW), corespunzătoare unei rate de 0,30C raportată la capacitatea nominală totală de 15.000 kWh. Adâncimea de descărcare utilizabilă (DoD) va fi de minimum 90%, sistemul urmând a fi configurat prin BMS pentru o fereastră de operare de 0,90, valoare cu care se determină indicatorii ST.5 și ST.6. Randamentul global al ciclului de încărcare–descărcare (round-trip efficiency), determinat la nivel de sistem, va fi de minimum 85%, prag impus de Ghidul solicitantului; valoarea asumată pentru dimensionarea prezentului proiect este 0,88, iar limitele la care se demonstrează sunt precizate în fișa de parametri tehnici minimi asumați de la subcapitolul 5.4 b). Garanția acordată de producător va fi de minimum 10 ani și/sau un prag minim de cicluri/throughput garantat. Echipamentele vor fi noi, cu marcaj CE, și vor fi dotate cu BMS, protecții și funcții de jurnalizare a energiei încărcate și descărcate. Containerele de baterii și PCS vor fi destinate montajului în exterior, cu un grad de protecție al carcasei de minimum IP54, și vor funcționa în intervalul de temperaturi caracteristic amplasamentului, care va acoperi cel puțin domeniul −25 °C ÷ +50 °C, fiind admisă reducerea automată a puterii (derating) la temperaturi ridicate. Containerele vor include sistemul BMS, un sistem activ de management termic — răcire pe bază de lichid și/sau aer cu admisie forțată — și un sistem automat de detecție și stingere a incendiului, integrat în container, cu agent de stingere adecvat bateriilor litiu-ion. Comunicația cu sistemul de management energetic se va realiza prin cel puțin o interfață standardizată (de exemplu RS485/Modbus RTU, CAN sau Ethernet/Modbus TCP). Parametrii de mai sus reprezintă cerințe minime de performanță și nu indică un model sau o marcă de echipament.

Ieșirea în curent alternativ a PCS, la tensiunea nominală a echipamentelor selectate (0,69 kV), se conectează la un PTAB nou, prevăzut cu transformator ridicător de la tensiunea de joasă tensiune a PCS la nivelul de medie tensiune al parcului fotovoltaic. Din PTAB-ul nou, sistemul de stocare se conectează prin linie electrică subterană de medie tensiune în partea de MT a PTAB-ului existent al parcului fotovoltaic, în spatele contorului aferent aceluiași loc de producere, fără modificarea racordului existent. Schema de detaliu, treapta transformatorului, celula de conectare și protecțiile se stabilesc în raport cu echipamentele alese și instalația existentă.

Precizările privind compatibilitatea tehnică cu instalația existentă, fără modificarea acesteia, sunt cele de la subcapitolul 3.4.

Din punct de vedere constructiv, containerele de baterii, PCS și PTAB-ul nou se amplasează pe platforme/fundații de beton armat, dimensionate la faza de proiect tehnic pentru greutatea specifică și încărcările echipamentelor. Cablurile de curent continuu (containere – PCS), de curent alternativ (PCS – PTAB nou) și de medie tensiune (PTAB nou – PTAB existent), precum și cablurile de semnal și comunicație, se pozează îngropat, pe pat de nisip, fiind dimensionate conform sarcinii. Circuitele se prevăd cu protecțiile specifice pe partea de curent continuu, de joasă tensiune și de medie tensiune. Toate echipamentele vor fi conectate la o priză de pământ cu rezistența de dispersie de maximum 4 ohmi.

Dată fiind valoarea mare de inventar a echipamentelor montate prin prezentul proiect, se propune inființarea 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 Aparate de iluminat LED cu puterea instalata 30-40 W
- 4 Controllere de telegestiune iluminat, controlabile de la distanta 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.

În vederea punerii în funcțiune a sistemului de stocare a energiei electrice (BESS) și a integrării acestuia în instalația energetică existentă, 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 (containere de baterii, PCS, PTAB nou, circuite DC/AC/MT);
- 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 sistemului de stocare:

- 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

- Încercări și măsurători pe linia electrică subterană de medie tensiune, înainte de punerea sub tensiune
- Verificări și probe la PTAB-ul nou și la transformatorul ridicător, conform instrucțiunilor producătorului
- Verificarea și reglajul protecțiilor pe partea de curent continuu, de joasă tensiune și de medie tensiune

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	18.155.465,40	3.789.555,96	21.945.021,36
Din care: C+M	769.163,68	161.524,37	930.688,05

Devizul include: livrarea, montarea și integrarea sistemului de stocare a energiei electrice (BESS) în infrastructura electrică existentă, lucrările de platformă tehnică, instalațiile de protecție și comunicație, precum și probele tehnologice și testele funcționale.
La întocmirea devizului general, în conformitate cu prevederile HG nr. 907/2016, și pentru respectarea cerinței din Ghidul solicitantului (secț. 3.1.4) privind utilizarea cursului BCE valabil la data întocmirii studiului de fezabilitate, s-a utilizat cursul de referință 1 EUR = 5,3430 lei, publicat de Banca Centrală Europeană la data de 09.11.2026, data întocmirii studiului de fezabilitate.

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 solicitantului, investiția va contribui la următorii doi indicatori obligatorii, determinați pentru anul ulterior finalizării proiectului. Valoarea capacității nou instalate de stocare a energiei electrice (I.1) se prezintă rotunjită la două zecimale.

Cod indicator	Denumire indicator	Unitate de măsură	Valoare calculată
I.1	Capacitate nou instalată de stocare a energiei electrice	MWh	**15,00**
I.2	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de	tCO_2/an	**1.719,88**

	seră (CO_2)		

Reducere CO_2 = EAA × 0.5885 × η
unde:

- **EAA** = energia absorbită anual de baterie [MWh/an];
- **η = randamentul sistemului de stocare (round-trip), stabilit prin fișa de parametri tehnici minimi asumați, la valoarea 0,88;**
- **0.5885** = Factorul de emisii

Indicatori pentru demonstrarea dimensionării tehnice a instalației de stocare (ST.1 ÷ ST.6)
În conformitate cu prevederile Ghidului solicitantului, pentru demonstrarea eligibilității tehnice a soluției propuse se calculează indicatorii ST.1 ÷ ST.6, pe baza parametrilor minimi asumați prin prezentul studiu de fezabilitate. Aceștia constituie totodată indicatorii minimali de performanță ai obiectivului de investiții, exprimați ca elemente fizice și capacități fizice, în sensul prevederilor HG nr. 907/2016:

ST.1 – P_RES, puterea instalată a centralei de producere a energiei electrice din surse regenerabile existente, la care se conectează sistemul de stocare în spatele contorului, aferentă aceluiași loc de consum. Valoarea se preia din documentația tehnică și din documentele de racordare ale instalației existente.

ST.2 – P_stoc, puterea nominală de încărcare/descărcare a sistemului de stocare propus, asumată ca parametru minim al soluției, stabilită pe baza strategiei de operare și a necesității de a prelua producția instalației existente și de a acoperi vârfurile de consum.

ST.3 – E_nom, capacitatea nominală a sistemului de stocare propus, stabilită astfel încât să permită îndeplinirea condiției de eligibilitate privind durata de stocare (ST.6).

ST.4 – DoD, adâncimea de descărcare utilizabilă, asumată la valoarea 0,90 ca fereastră minimă de operare garantată a sistemului, configurată prin sistemul de management al bateriei (BMS), în concordanță cu specificațiile uzuale ale tehnologiei litiu-fier-fosfat și superioară pragului minim de 80% impus de Ghidul solicitantului. Pentru calculul indicatorilor ST.5 și ST.6 se utilizează această valoare; echipamentul livrat poate permite o adâncime maximă de descărcare superioară, însă exploatarea sistemului și verificarea indicatorilor proiectului se raportează la valoarea asumată de 0,90.

ST.5 – E_use, energia utilizabilă, determinată ca E_use = E_nom × DoD.

ST.6 – T, durata echivalentă de stocare, determinată ca T = E_use / P_RES, cu condiția obligatorie $2 \le T \le 4$ ore, echivalentă cu $2 \times P_RES \le E_use \le 4 \times P_RES$.

Parametrii minimi asumați respectă pragurile impuse de Ghidul solicitantului, respectiv DoD ≥ 80% și randament round-trip $\eta_RT \ge 85\%$. Valorile asumate prin prezentul studiu de fezabilitate sunt DoD = 0,90 și $\eta_RT = 0,88$, aceleași fiind utilizate și la calculul indicatorilor I.1 și I.2.

Parametrii finali se demonstrează la etapa de achiziție/recepție prin documentația tehnică a echipamentelor livrate.

Tabelul de calcul al indicatorilor ST.1 ÷ ST.6 este următorul:

Indicator	Denumire	Simbol	U.M.	Valoare determinată
ST.1	Puterea instalată a centralei fotovoltaice existente	P_RES	kW	3.999,00
ST.2	Puterea nominală a sistemului de stocare	P_stoc	kW	4.500
ST.3	Capacitatea nominală a sistemului de stocare	E_nom	kWh	15.000,00
ST.4	Adâncimea de descărcare utilizabilă asumată	DoD	–	0,90
ST.5	Energia utilizabilă (E_nom × DoD)	E_use	kWh	13.500,00
ST.6	Durata echivalentă de stocare (E_use / P_RES)	T	h	3,38

Verificarea condiției obligatorii de dimensionare:

Condiție din Ghidul solicitantului	Valoare determinată	Rezultat
$2 \le T \le 4$ (ore)	3,38 h	Îndeplinit
$2 \times P_RES \le E_use \le 4 \times P_RES$	$2 \times 3.999,00$ kW ≤ 13.500,00 kWh ≤ $4 \times 3.999,00$ kW	Îndeplinit
DoD ≥ 80%	0,90 (valoare de operare)	Îndeplinit
$\eta_RT \ge 85\%$	0,88 (asumat)	Îndeplinit

Documentele suport aferente indicatorilor ST.1 ÷ ST.6 sunt: documentația tehnică a instalației de producere existente (documentația de punere în funcțiune/recepție, documentația de racordare, certificatul de racordare), pentru ST.1; fișa de parametri tehnici minimi asumați, prezentată în continuare, pentru ST.2 ÷ ST.4; calculele prezentate la subcapitolul 4.5, pentru ST.5 și ST.6. Fișele tehnice ale echipamentelor nu se solicită la depunerea cererii de finanțare, ci se prezintă obligatoriu la etapa de achiziție/recepție și la cererea de rambursare/plată aferentă echipamentelor.

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.
Valoarea ajutorului public nerambursabil solicitat se încadrează în plafonul de 200.000 euro fără TVA pe MWh instalat, prevăzut de Ghidul solicitantului, verificarea realizându-se prin raportarea valorii grantului solicitat la valoarea Indicatorului I.1. Cheltuielile care depășesc acest plafon sunt neeligibile și rămân în sarcina beneficiarului. Valoarea grantului solicitat nu depășește 10.000.000 euro pe beneficiar, echivalent în lei la cursul BCE valabil la data întocmirii prezentului studiu de fezabilitate. Cursul utilizat este 1 EUR = 5,3430 lei (BCE, 09.11.2026).

Cheltuielile aferente consultanței și managementului de proiect se încadrează în plafonul de 20.000 euro fără TVA prevăzut de Ghidul solicitantului.

Fișa de parametri tehnici minimi asumați

În conformitate cu cerința Ghidului solicitantului privind demonstrarea dimensionării tehnice a instalației de stocare, se asumă prin prezentul studiu de fezabilitate următorii parametri tehnici minimi ai soluției propuse, fără indicarea unui model sau a unei mărci de echipamente:

Parametru	U.M.	Valoare minimă asumată
A. Instalația de producere existentă la care se conectează stocarea		
Puterea instalată a centralei fotovoltaice (P_RES)	kW	3.999,00
Regim de funcționare	–	prosumator, în spatele contorului, același loc de consum
B. Sistemul de stocare a energiei electrice		
Tehnologia utilizată	–	tehnologie litiu-ion (de referință litiu-fier-fosfat); nu se utilizează tehnologii pe bază de plumb, NiCd sau NiMH
Capacitatea nominală de stocare (E_nom)	kWh	15.000,00
Puterea nominală de încărcare/descărcare (P_stoc)	kW	4.500
Capacitatea nominală unitară a unui container de baterii	kWh	5.000 (3 containere × 5.000 kWh = 15.000 kWh)
Puterea nominală unitară a unui PCS bidirecțional	kW	min. 1.500 (3 PCS × 1.500 kW = 4.500 kW; P_stoc / E_nom = 0,30C)
Adâncimea de descărcare utilizabilă (DoD)	–	0,90 – fereastră de operare configurată prin BMS (prag minim din Ghid: ≥ 0,80)
Energia utilizabilă (E_use = E_nom × DoD)	kWh	13.500,00
Durata echivalentă de stocare (T = E_use / P_RES)	h	3,38 (2 ≤ T ≤ 4)
Randamentul ciclului de încărcare–descărcare (η_RT)	%	88 (prag minim din Ghid: ≥ 85) – randament global al sistemului de stocare, demonstrat între energia încărcată și energia descărcată măsurate la limita de conectare a sistemului cu instalația existentă (partea de MT), incluzând pierderile din baterii, PCS și transformatorul ridicător din PTAB-ul nou; randamentul declarat numai pentru baterii nu se atribuie întregului ansamblu; poziția punctelor de măsurare se stabilește la proiectul tehnic
Configurația sistemului	–	3 containere de baterii LFP (cu

		BMS, management termic și detecție/protecție la incendiu) + 3 PCS bidirecționale amplasate separat + PTAB nou cu transformator ridicător JT/MT; conectare prin LES MT în partea de MT a PTAB-ului existent al parcului; montaj în exterior, cu grad de protecție adecvat amplasamentului
Funcții obligatorii	–	BMS (la nivelul containerelor), protecții pe circuitele DC/AC/MT, jurnalizarea energiei încărcate/descărcate, comunicație
Sistem de management energetic (EMS) și contorizare distinctă	–	obligatoriu
Garanția minimă a producătorului	ani	min. 10
Sursa energiei stocate	–	100% din instalația de producere existentă a beneficiarului
Conformitate	–	echipamente noi, marcaj CE, standarde tehnice aplicabile
Proveniența echipamentelor	–	echipamentele nu provin de la entități și nu includ componente supuse măsurilor restrictive (sancțiunilor) ale Uniunii Europene

Parametrii asumați mai sus reprezintă cerințe minime de performanță și nu indică un model sau o marcă de echipament. Aceștia se confirmă la etapa de achiziție/recepție și la cererea de rambursare/plată aferentă echipamentelor, prin fișele tehnice ale echipamentelor livrate, din care să rezulte că valorile realizate sunt cel puțin egale cu cele asumate în prezentul studiu de fezabilitate și cu cerințele din Ghidul solicitantului. Soluțiile constructive de detaliu — configurația modulară, sistemul de răcire, sistemul de stingere a incendiului, interfețele de comunicație și gradul de protecție — se stabilesc la faza de proiect tehnic, în funcție de tehnologiile disponibile pe piață la momentul achiziției, cu respectarea parametrilor minimi asumați mai sus.

Adâncimea de descărcare utilizabilă se asumă ca valoare de operare a sistemului, configurată prin sistemul de management al bateriei, iar nu ca prag al capabilității celulelor. Pentru calculul indicatorilor ST.5 și ST.6 se utilizează DoD = 0,90, reprezentând fereastra minimă de operare garantată și configurată prin BMS. Echipamentul livrat poate permite o adâncime maximă de descărcare superioară, însă exploatarea sistemului și verificarea indicatorilor proiectului se raportează la valoarea asumată de 0,90, capabilitatea suplimentară a celulelor constituind o rezervă de durată de viață.

Estimarea energiei anuale absorbite (EAA)

Energia anuală absorbită de sistemul de stocare se determină ca valoarea cea mai mică dintre energia pe care sistemul o poate absorbi într-un an, la numărul de cicluri echivalente asumat, și energia efectiv disponibilă pentru stocare din producția instalației fotovoltaice existente. Plafonarea pe energia disponibilă din producția proprie rezultă din însăși definiția indicatorului din Ghidul solicitantului – „energia absorbită, într-un an, din instalația de producție de energie din

surse regenerabile la care este conectată instalația de stocare" – și din condiția de eligibilitate care exclude de la finanțare proiectele ce vizează stocarea energiei extrase din Sistemul Electroenergetic Național:

EAA = min (E_use × N_cicluri ; E_surplus) = min (13.500,00 kWh × 246 cicluri/an ; 3.329,11 MWh/an) = 3.321,00 MWh/an

unde:

- E_use – energia utilizabilă a sistemului de stocare, determinată ca E_nom × DoD [kWh];
- N_cicluri – numărul mediu de cicluri echivalente de încărcare–descărcare pe an, respectiv 246 cicluri/an, corelat cu profilul de consum și cu strategia de operare descrise la subcapitolul 4.5;
- E_surplus – energia disponibilă pentru stocare din producția instalației fotovoltaice existente, respectiv 3.329,11 MWh/an, determinată ca diferență între producția anuală de 5.121,70 MWh/an și energia autoconsumată direct, în momentul producerii.
- Valoarea reținută pentru indicatorul I.2 este, prin urmare, EAA = 3.321,00 MWh/an, respectiv 246 cicluri echivalente pe an raportate la energia utilizabilă a sistemului. Această valoare se verifică la etapa de monitorizare prin raportul de audit electroenergetic anual, conform cerinței din Ghidul solicitantului.

Calculul reducerii de emisii echivalente CO2

Reducere CO_2 = 3.321,00 MWh/an × 0,5885 tCO_2/MWh × 0,88 = 1.719,88 tCO_2/an

Sinteza indicatorilor prevăzuți de Ghidul solicitantului

În completarea indicatorilor minimali de mai sus, se prezintă centralizat toți indicatorii prevăzuți de Ghidul solicitantului (secț. 1.5) și de Cererea de finanțare (secțiunile „Indicatori" și „Indicatori – Eligibilitatea tehnică"), cu valoarea și modalitatea de calcul.

ID	Indicator	U.M.	Metodologie (Ghid 1.5 / CF)	Formula / date de intrare	Valoare	Prag / condiție	Verificare
I.1	Capacitatea nou instalată de stocare a energiei electrice	MWh	capacitatea nou instalată, în anul ulterior finalizării proiectului; 2 zecimale	E_nom / 1.000 = 15.000,00 / 1.000 = 15,000	15,00	–	–
I.2	Reducerea emisiilor de CO_2	tCO_2/an	reducerea emisiilor în anul ulterior finalizării proiectului; verificare prin raport de audit electroenergetic	EAA × F_emisii × η = 3.321,00 × 0,5885 × 0,88	1.719,88	–	–
EAA	Energia absorbită anual din instalația SRE	MWh/an	energia absorbită într-un an din instalația SRE la care este conectată stocarea	min(E_use × N_cicluri ; E_surplus) = min(13.500,00 kWh × 246 ; 3.329,11 MWh)	3.321,00	N_cicluri unic în SF	Îndeplinit
F_emisii	Factor de emisii	tCO_2/MWh	factor mediu ponderat național (ANRE, 2023)	valoare impusă de Ghid	0,5885	–	–
η_RT	Randamentul ciclului de încărcare–descărcare	–	parametru minim asumat în fișa de parametri	valoare asumată	0,88	≥ 0,85	Îndeplinit
ST.1	Puterea instalată a centralei existente (P_RES)	kW	din documentația tehnică a instalației existente	putere instalată	3.999,00	–	–
ST.2	Puterea nominală a stocării (P_stoc)	kW	parametru minim, pe baza strategiei de operare	3 unități; rată 0,30C	4.500	–	–
ST.3	Capacitatea nominală a stocării (E_nom)	kWh	parametru minim care permite îndeplinirea ST.6	3 × 5000 kWh	15.000,00	–	–
ST.4	Adâncimea de descărcare utilizabilă (DoD)	–	parametru minim asumat	valoare asumată	0,90	≥ 0,80	Îndeplinit
ST.5	Energia utilizabilă (E_use)	kWh	din E_nom și DoD	E_nom × DoD = 15.000,00 × 0,90	13.500,00	–	–
ST.6	Durata de stocare (T)	h	raport între E_use și P_RES	E_use / P_RES = 13.500,00 / 3.999,00	3,38	2 ≤ T ≤ 4 h (2 × P_RES ≤ E_use ≤ 4 × P_RES)	Îndeplinit

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

Implementarea investiției privind înființarea unei capacități de stocare a energiei electrice destinate autoconsumului la nivelul UAT, în contextul statutului de prosumator, generează o serie de indicatori financiari și socioeconomici specifici, diferiți de proiectele bazate pe vânzare de energie. În acest caz, valoarea adăugată a proiectului este dată de reducerea energiei preluate din SEN, reducerea dezechilibrelor din rețeaua locală, optimizarea costurilor de operare a serviciilor publice și creșterea securității energetice locale, nu de veniturile comerciale din tranzacționare.

Obiectivul este, așadar, necesar comunității locale, chiar și în condițiile în care acesta nu este generator direct de venituri, energia electrică produsă și stocată fiind compensată în regim de prosumator de către beneficiar cu energia electrică operațional consumată de acesta.

Proiectul nu generează venituri din tranzacționarea energiei electrice. Beneficiul este economia la energia preluată din rețea, prin consumul local al energiei descărcate din sistemul de stocare (EAA × η_RT = 2.922,48 MWh/an), tratată ca pseudo-venit în analiza cost-beneficiu, compensarea efectivă a energiei fiind cantitativă.

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 inscrie in linia impusa politicile la nivel national si european, si anume:

- Strategia energetică a României 2020–2030, cu perspectiva anului 2050
- Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030

De asemenea, proiectul respecta prevederile normativelor si ale prescriptiilor de proiectare in vigoare si anume:

- Normativ NTE007/08/00 pentru proiectarea şl executarea reţelelor de cabluri electrice
- Normativ pentru construcția instalațiilor electrice de conexiuni și transformare cu tensiuni peste 1 kV, indicativ PE 101/1985
- Normativ privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor, indicativ NTE 001/03/00
- Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor, indicativ I 7-2011

- Cod de proiectare. Evaluarea actiunii vantului asupra construcțiilor, indicativ CR-1-1-4/2012
- Cod de proiectare. Bazele proiectării construcțiilor CR 0-2012
- Legislatia privind prevenirea si 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 in construcții
- Cod de proiectare seismică – Partea I – Prevederi de proiectare pentru clădiri, indicativ P 100-1/2013
- Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor, indicativ CR 1-1-3/2012
- SR EN 62305 – Protecția împotriva trăsnetului
- Legea nr. 169/2026 – Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor

Standarde aplicabile: IEC 62619, SR EN IEC 62933, IEC 63056, IEC 61000, IEC 62477, UL9540A
Nota: Lista nu este limitativa, aplicandu-se toate standardele, normativele si prescriptiile in 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 dezvoltarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru entități publice, fapt pentru care studiul de fezabilitate este aliniat prevederilor Ghidului de finanțare. Contributția proprie la determinată conform Ghidului de finanțare este susținută de la bugetul local al municipiului Brăila.

Finanțarea se acordă în procent de până la 100% din valoarea cheltuielilor eligibile. Conform Ghidului solicitantului, rămân în sarcina beneficiarului cheltuielile neeligibile, respectiv: cheltuielile pentru obținerea terenului; cheltuielile pentru organizarea procedurilor de achiziție; cheltuielile pentru comisioane, cote și taxe; cheltuielile aferente marjei de buget; cheltuielile pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț; TVA deductibilă și recuperabilă, precum și TVA aferentă cheltuielilor care depășesc plafoanele ajutorului public nerambursabil; precum și orice cheltuială care depășește plafonul de 200.000 euro fără TVA pe MWh instalat. Cheltuielile privind informarea și publicitatea, respectiv auditul financiar pentru certificarea cheltuielilor solicitate la cererea de rambursare/plată, sunt obligatorii și au fost prevăzute în devizul general. Cheltuielile de consultanță și management de proiect se încadrează în plafonul de 20.000 euro fără TVA.

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

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

Regimul de autorizare a executării lucrărilor este cel stabilit de Legea nr. 169/2026 – Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor (CATUC), publicată în Monitorul Oficial nr. 661/10.08.2026 și intrată în vigoare la data de 25.08.2026, act normativ care a abrogat integral Legea nr. 50/1991 și Legea nr. 350/2001.

Conform art. 252 din Legea nr. 169/2026: „Prin excepție de la art. 245, potrivit căreia realizarea construcțiilor noi sau intervențiile la construcțiile existente trebuie să se realizeze pe baza reglementărilor urbanistice în vigoare existente sau modificate pentru investiția în cauză, pot fi realizate fără necesitatea elaborării unei noi documentații de urbanism, în baza unei autorizații de construire, a unei notificări sau fără formalitate lucrări de construire/desființare pentru: [...] i) lucrări de construire a capacităților de producere și stocare a energiei electrice și a hidrogenului din surse regenerabile, situate în extravilanul localităților, inclusiv stații de transformare, cabluri și instalațiile pentru racordarea acestora la rețeaua electrică de interes public. Pentru capacitățile de producere care nu sunt realizate pentru autoconsum, situate în intravilan, soluția și relațiile cu vecinătățile se vor studia și detalia pe baza unui proiect urbanistic de detaliu."

Prin urmare, nu sunt necesare studii urbanistice de detaliu, urmând a fi obținută o autorizație de construire.

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

Se anexează extrasul de carte funciară nr. 79096, valabil la data depunerii cererii de finanțare, în care este intabulat dreptul de proprietate al beneficiarului și din care rezultă că imobilul este liber de orice sarcini, nu face obiectul unor litigii în curs de soluționare la instanțele judecătorești cu privire la situația juridică și nu face obiectul unor revendicări potrivit unor legi speciale în materie sau dreptului comun, împreună cu categoria de folosință a acestuia.

Dreptul real asupra amplasamentului este valabil cel puțin 5 ani de la data previzionată pentru efectuarea plății finale în cadrul proiectului. Conform Ghidului solicitantului, nu se acceptă drepturi asupra imobilului conferite în baza unui contract de închiriere, leasing imobiliar sau comodat.

Se anexează, de asemenea, planul de amplasament pe care este evidențiat imobilul pe care se propune realizarea investiției și poziționarea exactă a acesteia. Planul de amplasament nu necesită viza Oficiului de Cadastru și Publicitate Imobiliară, fiind însă asumat prin semnătură atât de proiectant, cât și de solicitant. Amplasamentul stabilit prin prezentul studiu de fezabilitate nu poate fi modificat ulterior depunerii cererii de finanțare.

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

Pentru obținerea actului de reglementare pentru protecția mediului, beneficiarul depune notificarea la autoritatea competentă (APM Brăila), în conformitate cu Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului. Autoritatea parcurge etapa de evaluare inițială și emite decizia corespunzătoare (clasarea notificării sau decizia etapei de încadrare). Măsurile de diminuare a impactului stabilite prin actul de reglementare se integrează în documentația tehnico-economică la faza de proiect tehnic. Actul final de reglementare se depune cel târziu în etapa de precontractare.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Sistemul de stocare utilizează racordul existent al locului de consum, fără modificarea acestuia și a puterii aprobate, iar beneficiarul aduce la cunoștința operatorului de distribuție a energiei electrice instalarea acestuia, prin notificare ori, după caz, prin actualizarea avizului tehnic de racordare. Se vor obține avizele stabilite de autoritatea administrației publice locale, după caz.

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

Se utilizează planul topografic al amplasamentului, recepționat de OCPI Brăila prin procesul-verbal de recepție nr. 199/09.05.2023 (executant PFA Bumb Mircea-Bogdan), dat fiind amplasamentul comun cu instalația fotovoltaică deservită.

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

Soluția tehnică este condiționată de: notificarea operatorului de distribuție privind instalarea sistemului de stocare ori, după caz, actualizarea avizului tehnic de racordare, prin racordul existent și fără modificarea puterii aprobate; avizele și acordurile stabilite prin certificatul de urbanism, după caz; actul de reglementare emis de autoritatea competentă pentru protecția mediului.

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este Municipiul Brăila:
Adresa: Municipiul Brăila, Piața Independenței nr. 1, județul Brăila, România
Telefon: 0239 694 947
Email: primarie@focsani.info

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 constă în instalarea unui sistem electrochimic de stocare a energiei (BESS), containerizat, alcătuit din trei containere de baterii și trei PCS amplasate separat de acestea, dispus pe aceeași platformă tehnică cu parcul fotovoltaic existent și conectat în medie tensiune, prin PTAB-ul nou și o linie electrică subterană de MT, în partea de MT a PTAB-ului existent al parcului fotovoltaic. 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. Implementarea se va derula în intervalul 2027–2028, în funcție de derularea procedurilor de finanțare și contractare, cu respectarea termenului-limită prevăzut de Ghidul solicitantului, respectiv finalizarea investiției, inclusiv punerea în funcțiune, până la data de 31.12.2029.

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

Strategia de exploatare a instalațiilor proiectate ține 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 subscriptie la un software de monitorizare și control integrate în vederea gestionării de la distanță a instalației.
Se vor prevedea 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

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, urmăririi 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.

8. Concluzii și recomandări

Analiza tehnică, economică și strategică realizată în cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate evidențiază necesitatea și oportunitatea implementării unui sistem de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru municipiul Brăila. 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:

- creșterea accelerată a capacităților fotovoltaice la nivel național și local;
- apariția fenomenului de prețuri negative pe PZU și intensificarea perioadelor de supraproducție fotovoltaică;
- limitările existente ale sistemului energetic local în absorbția vârfurilor de producție;
- pierderile economice generate de restricții, curtailment și mecanismele ineficiente de compensare pentru prosumatori.

Sistemele BESS reprezintă soluția tehnică optimă pentru echilibrarea fluxurilor locale de energie, asigurând:

- amortizarea variațiilor rapide de 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).

Analiza tehnico-economică comparativă între cele două scenarii propuse (LFP și Na-Ion) indică în mod clar că:

- **Scenariul 1 – tehnologia LFP** obține 43/50 puncte și are maturitate tehnologică ridicată, fiabilitate dovedită, densitate energetică superioară și integrare facilă în sisteme fotovoltaice existente;
- **Scenariul 2 – tehnologia Na-Ion**, deși promițătoare, se află într-o etapă incipientă, prezintă limitări privind densitatea energetică, ciclabilitatea și disponibilitatea comercială;

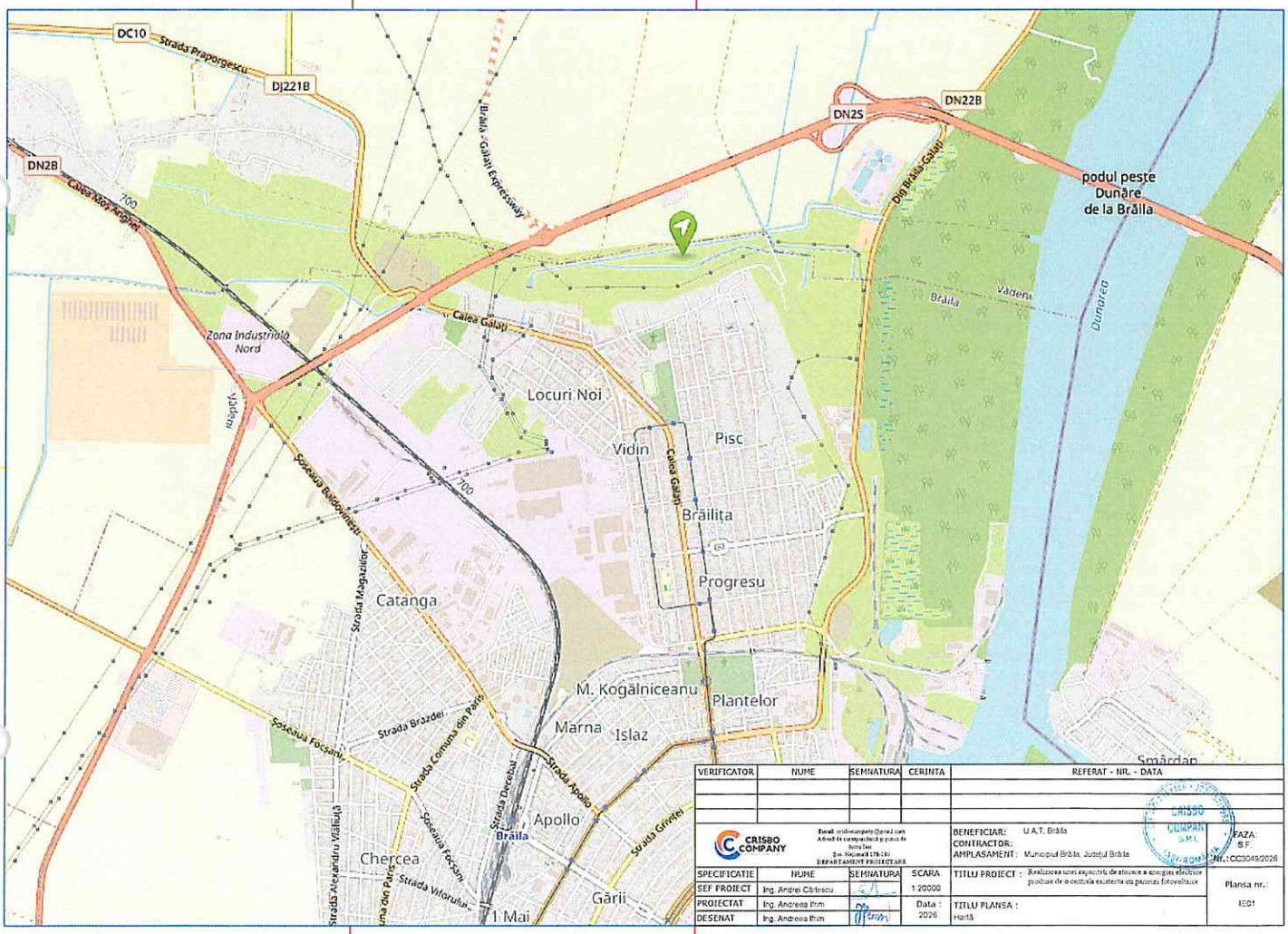
- **Scenariul optim recomandat este Scenariul 1 – LFP**, datorită stabilității operaționale, eficienței ridicate și riscului tehnologic scăzut.

Investiția nu presupune ocuparea unui teren suplimentar, amplasamentul fiind același cu cel al parcului fotovoltaic. Impactul asupra mediului este minim, fără intervenții asupra biodiversității, fără emisii toxice sau poluare cu metale grele, ceea ce asigură conformitatea cu reglementările de mediu aplicabile.

Recomandări:

- notificarea operatorului de distribuție privind instalarea sistemului de stocare ori, după caz, actualizarea avizului tehnic de racordare, fără modificarea puterii aprobate, înainte de punerea în funcțiune;
- obținerea actului de reglementare pentru protecția mediului până la etapa de precontractare.

PREŞEDINTE DE ŞEDINȚĂ



VERIFICATOR	NUME	SEMNATURA	CERINTA	REFERAT - NR. - DATA

CRISBO COMPANY

Email: crisbocompany@gmail.com
Adresă de corespondență și punct de lucru:
Str. Negoiu nr. 178-180
DEPARTAMENT PROIECTARE

SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	SCARA
SEF PROIECT	Ing. Andrei Cârlescu		1:20000
PROIECTAT	Ing. Andreea Ifrim		Data : 2026
DESENAT	Ing. Andreea Ifrim		

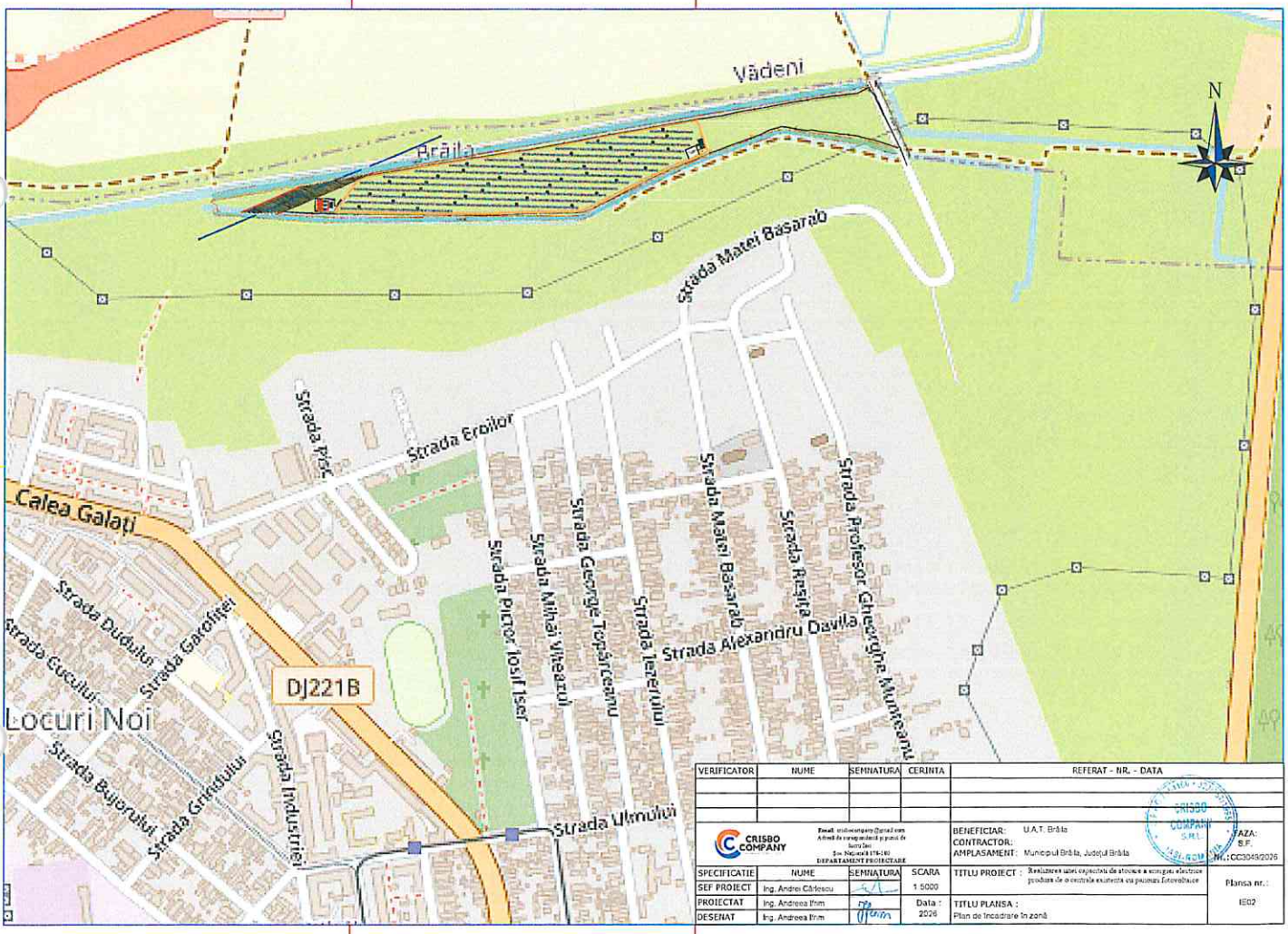
BENEFICIAR: U.A.T. Brăila
CONTRACTOR:
AMPLASAMENT: Municipiul Brăila, Județul Brăila

FAZA: S.F.
Nr.: CC3049/2026

TITLU PROIECT : Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse de o centrală existentă cu panouri fotovoltaice

Plansa nr.: IE01

TITLU PLANSA : Hartă



VERIFICATOR	NUME	SEMNATURA	CERINTA	REFERAT - NR. - DATA

CRISBO COMPANY

Email: crisbocompany@gmail.com
Adresă de corespondență și punct de lucru: Ion Ionescu de la Brad nr. 3, Sc. 1, Et. 1, Ap. 1, Brăila
Tel: 0742 618 176; 0742 618 181
DEPARTAMENT PROIECTARE

SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	SCARA
SEF PROIECT	Ing. Andrei Cârlescu		1:5000
PROIECTAT	Ing. Andreea Prim		Data: 2026
DESENAT	Ing. Andreea Prim		

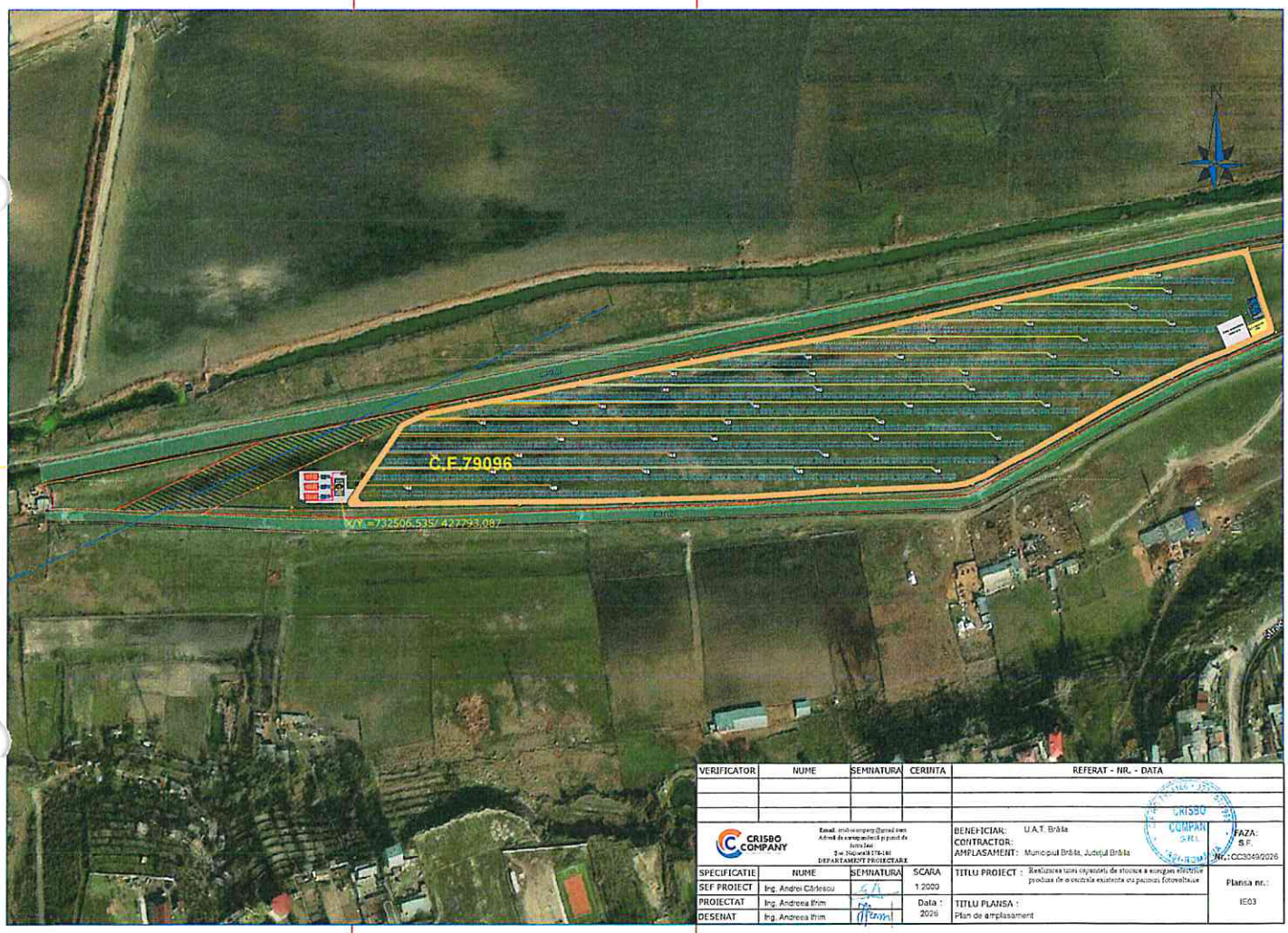
BENEFICIAR: U.A.T. Brăila
CONTRACTOR:
AMPLASAMENT: Municipiul Brăila, Județul Brăila

FAZA: S.F.
NR.: CC3049/2026

TITLU PROIECT: Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse de o centrală existentă cu panouri fotovoltaice

Plansa nr.: IE02

TITLU PLANSA: Plan de încadrare în zonă



VERIFICATOR	NUME	SEMNATURA	CERINTA	REFERAT - NR. - DATA

CRISBO COMPANY

Email: crisbocompany@gmail.com
Adresa de corespondenta si punct de lucru:
[illegible]
Tel: 0742 [illegible]
DEPARTAMENT PROIECTARE

BENEFICIAR: U.A.T. Brăila
CONTRACTOR:
AMPLASAMENT: Municipiul Brăila, Județul Brăila

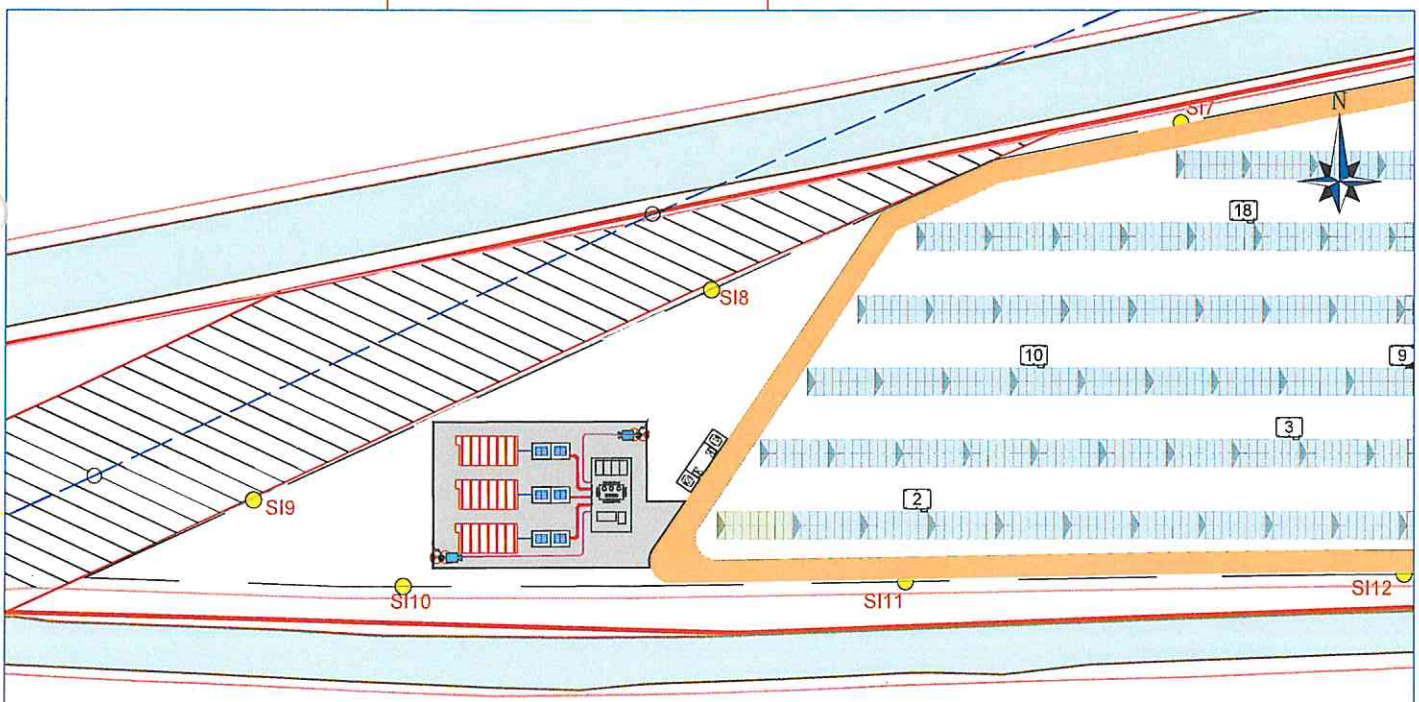
FAZA: S.F.
Nr.: CC3049/2026

SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	SCARA
SEF PROIECT	Ing. Andrei Cârlescu		1:2000
PROIECTAT	Ing. Andreea Ifrim		Data : 2026
DESENAT	Ing. Andreea Ifrim		

TITLU PROIECT : Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse de o centrală existentă cu panouri fotovoltaice

Planșa nr.: IE03

TITLU PLANSA : Plan de amplasament



LEGENDA

- BESS (Battery Energy Storage Systems)
- Transformator 0.69/20 kV
- Container Stocare Energie Electrică
- Cablu de Joasa Tensiune
- Cablu de Curent Alternativ
- Cablu de Curent Alternativ
- Stâlp de Iluminat
- Cameră de supraveghere video
- Platformă betonată

VERIFICATOR	NUME	SEMNATURA	CERINTA	REFERAT - NR. - DATA

CRISBO COMPANY

Email: crisbocompany@gmail.com
Adresă de corespondență și punct de lucru:
Iași Iași
Șos. Nicolina nr. 179A-181
DEPARTAMENT PROIECTARE

BENEFICIAR: U.A.T. Brăila
CONTRACTOR:
AMPLASAMENT: Municipiul Brăila, Județul Brăila

FAZA: S.F.
NR.: CC3049/2026

SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	SCARA
SEF PROIECT	Ing. Andrei Cârlescu		1:500
PROIECTAT	Ing. Andreea Ihim		Data : 2026
DESENAT	Ing. Andreea Ihim		

TITLU PROIECT : Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse de o centrală existentă cu panouri fotovoltaice

TITLU PLANSA : Plan de situație

Planșa nr.: IEG4

Proiectant: S.C. CRISBO COMPANY S.R.L.

Beneficiar: Municipiul Brăila

Realizarea unei capacităţi de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă, cu panouri fotovoltaice

DEVIZ GENERAL

al obiectivului de investiţii

Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA lei	TVA lei	Valoare cu TVA lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obţinerea şi amenajarea terenului				
1.1	Obţinerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii				
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2	**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică				
3.1	**Studii**	**24.000,00**	**5.040,00**	**29.040,00**
	3.1.1. Studii de teren	24.000,00	5.040,00	29.040,00
	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	Documentaţii-suport şi cheltuieli pentru obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanţei energetice şi auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	**Proiectare**	**108.340,00**	**22.751,40**	**131.091,40**
	3.5.1. Temă de proiectare	4.500,00	945,00	5.445,00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentaţie de avizare a lucrărilor de intervenţii şi deviz general	27.280,00	5.728,80	33.008,80
	3.5.4. Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor/acordurilor/autorizaţiilor	7.880,00	1.654,80	9.534,80
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic şi a detaliilor de execuţie	3.500,00	735,00	4.235,00
	3.5.6. Proiect tehnic şi detalii de execuţie	65.180,00	13.687,80	78.867,80
3.6	Organizarea procedurilor de achiziţie	30.000,00	6.300,00	36.300,00
3.7	**Consultanţă**	**145.000,00**	**9.450,00**	**154.450,00**
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiţii	100.000,00	0,00	100.000,00
	3.7.2. Auditul financiar	35.000,00	7.350,00	42.350,00
	3.7.3. Auditul financiar pentru certificarea cheltuielilor solicitate la rambursare/plată	10.000,00	2.100,00	12.100,00
3.8	**Asistenţă tehnică**	**24.000,00**	**5.040,00**	**29.040,00**
	3.8.1. Asistenţă tehnică din partea proiectantului	**9.000,00**	**1.890,00**	**10.890,00**
	3.8.1.1. pe perioada de execuţie a lucrărilor	4.500,00	945,00	5.445,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor, aprobat de Inspectoratul de Stat în Construcţii	4.500,00	945,00	5.445,00
	3.8.2. Dirigenţie de şantier	15.000,00	3.150,00	18.150,00
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate şi sănătate - conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările şi completările ulterioare	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 3	**331.340,00**	**48.581,40**	**379.921,40**
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiţia de bază				
4.1	Construcţii şi instalaţii	419.866,80	88.172,03	508.038,83
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale	349.296,88	73.352,34	422.649,22
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj	13.407.900,00	2.815.659,00	16.223.559,00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	**14.177.063,68**	**2.977.183,37**	**17.154.247,05**
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	**Organizare de şantier**	**7.000,00**	**1.470,00**	**8.470,00**
	5.1.1. Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	0,00	0,00	0,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării şantierului	7.000,00	1.470,00	8.470,00
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**	**9.960,80**	**0,00**	**9.960,80**
	5.2.1. Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare	0,00	0,00	0,00

	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii	3.845,82	0,00	3.845,82
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii	769,16	0,00	769,16
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	3.845,82	0,00	3.845,82
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme şi autorizaţia de construire/desfiinţare	1.500,00	0,00	1.500,00
5.3	Cheltuieli diverse şi neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare şi publicitate	7.000,00	1.470,00	8.470,00
	Total capitol 5	**23.960,80**	**2.940,00**	**26.900,80**
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice şi teste	3.500,00	735,00	4.235,00
	Total capitol 6	**3.500,00**	**735,00**	**4.235,00**
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget şi pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget	3.619.600,92	760.116,19	4.379.717,11
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 7	**3.619.600,92**	**760.116,19**	**4.379.717,11**
	TOTAL GENERAL	**18.155.465,40**	**3.789.555,96**	**21.945.021,36**
	din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	**769.163,68**	**161.524,37**	**930.688,05**

Proiectant,
S.C. CRISBO COMPANY S.R.L.

Noiembrie 2026

Beneficiar,
Municipiul Brăila

Proiectant: S.C. CRISBO COMPANY S.R.L.
Beneficiar: Municipiul Brăila

Realizarea unei capacităţi de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă, cu panouri fotovoltaice

DEVIZ GENERAL — SCENARIUL NERECOMANDAT

al obiectivului de investiţii

Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA lei	TVA lei	Valoare cu TVA lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obţinerea şi amenajarea terenului				
1.1	Obţinerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii				
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2	**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică				
3.1	**Studii**	**24.000,00**	**5.040,00**	**29.040,00**
	3.1.1. Studii de teren	24.000,00	5.040,00	29.040,00
	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	Documentaţii-suport şi cheltuieli pentru obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanţei energetice şi auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	**Proiectare**	**108.340,00**	**22.751,40**	**131.091,40**
	3.5.1. Temă de proiectare	4.500,00	945,00	5.445,00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentaţie de avizare a lucrărilor de intervenţii şi deviz general	27.280,00	5.728,80	33.008,80
	3.5.4. Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor/acordurilor/autorizaţiilor	7.880,00	1.654,80	9.534,80
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic şi a detaliilor de execuţie	3.500,00	735,00	4.235,00
	3.5.6. Proiect tehnic şi detalii de execuţie	65.180,00	13.687,80	78.867,80
3.6	Organizarea procedurilor de achiziţie	30.000,00	6.300,00	36.300,00
3.7	**Consultanţă**	**145.000,00**	**9.450,00**	**154.450,00**
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiţii	100.000,00	0,00	100.000,00
	3.7.2. Auditul financiar	35.000,00	7.350,00	42.350,00
	3.7.3. Auditul financiar pentru certificarea cheltuielilor solicitate la rambursare/plată	10.000,00	2.100,00	12.100,00
3.8	**Asistenţă tehnică**	**24.000,00**	**5.040,00**	**29.040,00**
	3.8.1. Asistenţă tehnică din partea proiectantului	**9.000,00**	**1.890,00**	**10.890,00**
	3.8.1.1. pe perioada de execuţie a lucrărilor	4.500,00	945,00	5.445,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor, aprobat de Inspectoratul de Stat în Construcţii	4.500,00	945,00	5.445,00
	3.8.2. Dirigenţie de şantier	15.000,00	3.150,00	18.150,00
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate şi sănătate - conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările şi completările ulterioare	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 3	**331.340,00**	**48.581,40**	**379.921,40**
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiţia de bază				
4.1	Construcţii şi instalaţii	419.866,80	88.172,03	508.038,83
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale	384.226,56	80.687,58	464.914,14
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj	16.089.480,00	3.378.790,80	19.468.270,80
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	**16.893.573,36**	**3.547.650,41**	**20.441.223,77**
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	**Organizare de şantier**	**7.000,00**	**1.470,00**	**8.470,00**
	5.1.1. Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	0,00	0,00	0,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării şantierului	7.000,00	1.470,00	8.470,00
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**	**10.345,03**	**0,00**	**10.345,03**
	5.2.1. Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare	0,00	0,00	0,00

	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii	4.020,47	0,00	4.020,47
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii	804,09	0,00	804,09
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	4.020,47	0,00	4.020,47
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme şi autorizaţia de construire/desfiinţare	1.500,00	0,00	1.500,00
5.3	Cheltuieli diverse şi neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare şi publicitate	7.000,00	1.470,00	8.470,00
	Total capitol 5	**24.345,03**	**2.940,00**	**27.285,03**
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice şi teste	3.500,00	735,00	4.235,00
	Total capitol 6	**3.500,00**	**735,00**	**4.235,00**
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget şi pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget	4.298.728,34	902.732,95	5.201.461,29
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 7	**4.298.728,34**	**902.732,95**	**5.201.461,29**
	TOTAL GENERAL	**21.551.486,73**	**4.502.639,76**	**26.054.126,49**
	din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	**804.093,36**	**168.859,61**	**972.952,97**

Proiectant,
S.C. CRISBO COMPANY S.R.L.

Noiembrie 2026

Beneficiar,
Municipiul Brăila

Proiectant: S.C. CRISBO COMPANY S.R.L.

Beneficiar: Municipiul Brăila

Realizarea unei capacităţi de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă, cu panouri fotovoltaice

DEVIZ OBIECT

Obiect: Sistem de stocare a energiei electrice pe parc fotovoltaic existent

Nr. cap. deviz general	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) lei	TVA lei	Valoare (cu TVA) lei
Cheltuieli pentru investiţia de bază				
CAPITOL I – Construcţii şi instalaţii				
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală şi amenajări exterioare	77.283,60	16.229,56	93.513,16
4.1.2	Rezistenţă	32.761,52	6.879,92	39.641,44
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalaţii	309.821,68	65.062,55	374.884,23
4.1.5	Alte categorii de construcţii	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL I	**419.866,80**	**88.172,03**	**508.038,83**
CAPITOL II – Montaj				
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale	349.296,88	73.352,34	422.649,22
	TOTAL CAPITOL II	**349.296,88**	**73.352,34**	**422.649,22**
CAPITOL III – Procurare				
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj	13.407.900,00	2.815.659,00	16.223.559,00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL III	**13.407.900,00**	**2.815.659,00**	**16.223.559,00**
	TOTAL DEVIZ OBIECT	**14.177.063,68**	**2.977.183,37**	**17.154.247,05**

Proiectant,

S.C. CRISBO COMPANY S.R.L.

CRISBO COMPANY S.R.L. IAŞI-ROMÂNIA

Noiembrie 2026

Proiectant: S.C. CRISBO COMPANY S.R.L.

Beneficiar: Municipiul Brăila

Realizarea unei capacităţi de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă, cu panouri fotovoltaice

DEVIZ OBIECT — SCENARIUL NERECOMANDAT

Obiect: Sistem de stocare a energiei electrice pe parc fotovoltaic existent

Nr. cap. deviz general	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) lei	TVA lei	Valoare (cu TVA) lei
Cheltuieli pentru investiţia de bază				
CAPITOL I – Construcţii şi instalaţii				
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală şi amenajări exterioare	77.283,60	16.229,56	93.513,16
4.1.2	Rezistenţă	32.761,52	6.879,92	39.641,44
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalaţii	309.821,68	65.062,55	374.884,23
4.1.5	Alte categorii de construcţii	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL I	**419.866,80**	**88.172,03**	**508.038,83**
CAPITOL II – Montaj				
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale	384.226,56	80.687,58	464.914,14
	TOTAL CAPITOL II	**384.226,56**	**80.687,58**	**464.914,14**
CAPITOL III – Procurare				
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj	16.089.480,00	3.378.790,80	19.468.270,80
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL III	**16.089.480,00**	**3.378.790,80**	**19.468.270,80**
	TOTAL DEVIZ OBIECT	**16.893.573,36**	**3.547.650,41**	**20.441.223,77**

Proiectant,

S.C. CRISBO COMPANY S.R.L.

Noiembrie 2026

Realizarea unei capacități de stocare a energiei electrice produsă de o centrală existentă, cu panouri fotovoltaice

INDICATORII TEHNICI ŞI ECONOMICI AI PROIECTULUI

INDICATORI TEHNICI	
Putere instalată a centralei fotovoltaice existente (P_RES)	3.999,000 kWp
Capacitate nominală de stocare (E_nom)	15,000 MWh
Capacitate utilă de stocare (E_use)	13,500 MWh
Durata de stocare (T = E_use / P_RES)	3,376 ore
Puterea nominală a sistemului de stocare (P_stoc)	4.500 kW
Număr de unități de stocare (containere)	3 buc.
Capacitate nominală unitară a unității de stocare	5.000 kWh
Adâncime de descărcare utilizabilă (DoD)	90,00%
Randament pe ciclu complet (η_RT)	88,00%

INDICATORI ECONOMICI (scenariul recomandat)	**Fără TVA, lei**	**TVA, lei**	**Cu TVA, lei**
VALOAREA TOTALĂ A PROIECTULUI	18.155.465,40	3.789.555,96	21.945.021,36
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	769.163,68	161.524,37	930.688,05

Notă: proiectul nu raportează indicatorul „capacitate nou înființată de producere a energiei electrice" – finanțează exclusiv stocarea.

Proiectant,
S.C. CRISBO COMPANY S.R.L.

Noiembrie 2026

Beneficiar,
Municipiul Brăila

PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ

Anexa 2 la HCLM nr. 609 / 19.11.2026

ANEXA 2

Principalii indicatori tehnico-economici aferenti obiectivului de investitii : "Realizarea unei capacitati de stocare a energiei electrice produsa de o centrala existenta, cu panouri fotovoltaice"

1. Indicatori maximali , respectiv valoarea totala a obiectivului de investitii , conform Deviz General atasat la prezenta anexa.

Costurile estimative ale investiţiei pentru realizarea proiectului au fost stabilite conform HG 907/2016, astfel :

Indicator economic	Fără TVA (lei)	TVA (lei)	Cu TVA (lei)
Valoare totală proiect	18.155.465,40	3.789.555,96	21.945.021,36
Din care: C+M	769.163,68	161.524,37	930.688,05

2. Indicatori minimali :

Cod indicator	Denumire indicator	Unitate de măsură	Valoare calculată
I.1	Capacitate nou instalată de stocare a energiei electrice	MWh	15,00
I.2	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de sera CO2	tCO_2/an	1.719,88

3. indicatori de performanţă - elemente fizice/capacităţi fizice care să indice atingerea ţintei obiectivului de investiţie (eligibilitate tehnică):

Indicator	Denumire	Simbol	U.M.	Valoare determinată
ST.1	Puterea instalată a centralei fotovoltaice existente	P_RES	kW	3.999,00
ST.2	Puterea nominală a sistemului de stocare	P_stoc	kW	4.500
ST.3	Capacitatea nominală a sistemului de stocare	E_nom	kWh	15.000,00
ST.4	Adâncimea de descărcare utilizabilă asumată	DoD	-	0,90
ST.5	Energia utilizabilă (E_nom × DoD)	E_use	kWh	13.500,00
ST.6	Durata echivalentă de stocare (E_use / P_RES)	T	h	3,38

4. Durata de executie

Durata estimata de realizare a investitiei este de 12 luni.
Durata de implementare a proiectului nu va depasi data de 31.12.2029.

Intocmit ,

Horia Cotet – Manager proiect

ROMÂNIA CONSILIUL LOCAL 1 JUDEȚUL BRĂILA - MUN. BRĂILA

PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ