HOTĂRÂREA Nr. 441
din 22.09.2026

privind aprobarea Studiului de fezabilitate, actualizat 18.09.2026 conform Ghidului solicitantului, şi a indicatorilor tehnico-economici pentru obiectivul de investiţii " Capacitati de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru Mun. Reşiţa, Jud. Caraş-Severin"

Consiliul Local al Municipiului Reşiţa întrunit în şedinţă de îndată din data de 22.09.2026

Având în vedere Referatul de aprobare nr. 83720/18.09.2026 şi Raportul de specialitate al Direcţiei Dezvoltare Locală şi Investiţii nr. 83691/18.09.2026, precum si rapoartele de avizare ale comisiilor de specialitate ale Consiliului Local;

Văzând avizul de legalitate nr. 84174 / *21.09.2026*;

Luând în considerare HCL nr. 50 din 26.02.2026 privind aprobarea Studiului de fezabilitate şi a indicatorilor tehnico-economici pentru obiectivul de investiţii " Capacitati de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru Mun. Reşiţa, Jud. Caraş-Severin";

Văzând HCL nr. 419 din 11.09.2026 privind aprobarea Studiului de fezabilitate, actualizat la septembrie 2026, şi a indicatorilor tehnico-economici pentru obiectivul de investiţii " Capacitati de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru Mun. Reşiţa, Jud. Caraş-Severin";

Având în vedere Ordinul Ministerului Energiei nr. 1065 din 08.09.2026 pentru aprobarea Ghidului solicitantului – Condiţii specifice de accesare a finanţării din Fondul pentru modernizare - „Sprijinirea investiţiilor în dezvoltarea de noi capacităţi de stocare a energiei electrice produsă din resurse regenerabile de energie pentru entităţi publice", documente ce au fost publicate oficial în data de 11.09.2026;

În temeiul prevederilor Hotărârii de Guvern 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;

Ţinând cont şi de prevederile Legii nr. 273/2006 privind finanţele publice locale, cu modificările şi completările ulterioare;

Având în vedere prevederile Legii nr. 43 din 30 martie 2026 a Bugetului de stat pe anul 2026;

Văzând prevederile hotărârii HCL nr. 161 din 15.04.2026, privind aprobarea Bugetului de venituri şi cheltuieli al Municipiului Reşiţa pe anul 2026, cu modificările şi completările ulterioare;

În temeiul prevederilor art. 129 alin. 2 lit. b), alin. 4 lit. d), art. 139, alin. 1, art. 196, alin. 1, lit. a), art. 197 alin. 1 şi alin. 2 şi art. 199 alin. 2 din OUG nr. 57/03.07.2019 privind Codul administrativ, modificat şi completat;

HOTĂRĂŞTE:

Art.1. - Consiliul Local al Municipiului Reşiţa ia act de Studiul de fezabilitate, actualizat 18.09.2026 conform Ghidului solicitantului, pentru obiectivul de investiţie "Capacitati de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru Mun. Reşiţa, Jud. Caraş-Severin", întocmit de Asocierea SC GOODARTOFNOON SRL - SC CEPROINOV PROIECT SRL, care devine document oficial certificat prin ştampile şi semnături şi care produce efecte juridice, fapt pentru care persoana autorizată Ing. Bogdan Constantin NEAGU în calitate de Şef proiect, răspunde personal după caz administrativ, civil şi penal pentru exactitatea menţiunilor, a datelor, a calculelor, a

preţurilor cuprinse în aceasta şi pentru respectarea întocmai a actelor normative naţionale în vigoare pentru lucrarea intitulată: " Capacitati de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru Mun. Reşiţa, Jud. Caraş-Severin".

Art.2. - Se aprobă documentaţia tehnico- economică la faza Studiu de fezabilitate, actualizat 18.09.2026 conform Ghidului solicitantului, pentru obiectivului de investiţie " Capacitati de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru Mun. Reşiţa, Jud. Caraş-Severin", având următorii indicatori tehnico – economici, ce sunt cuprinşi în anexa care face parte integrantă din prezenta hotărâre.

Indicatorii tehnico-economici ai investiţiei sunt:

1. Indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiţii exprimată astfel:
   - Valoarea totală a obiectivului de investiţii (inclusiv TVA) 30.698.342,40 lei;
     din care construcţii + montaj (C+M) (inclusiv TVA) 5.236.275,00 lei.
2. Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanţă, sunt:
   - Capacitate stocare: 25 MWh;
   - Putere invertor: 6,73 MW;
   - Energie stocata in 12 luni: 6.538,42 MWh;
   - Reducerea emisiilor de CO_2: 3.270,68 tone CO_2/an.
3. Indicatori financiari:
   - RIRF/C – Rata Internă de Rentabilitate Financiară = -7,20 %;
   - VANF/C – Valoarea Actualizată Netă Financiară = - 15.987.958,15 lei;
   - RCB - Raport Cost – Beneficiu Financiar = 0,67;
   - RIRE -Rata internă de Retabilitate Economică = 5,41 %;
   - VANE – Valoarea Actualizată Netă Economică = 958.161,49 lei;
   - RCB – Raport Cost – Beneficiu = 1,02.
4. Durata estimată de execuţie a obiectivului de investiţii, exprimată în luni:
   - Durata de execuţie a lucrărilor este de 17 luni.

Art.3. - Cu ducerea la îndeplinire a prezentei Hotărâri se încredinţează Direcţia de Dezvoltare Locală şi Investiţii;

Art.4. - Prezenta Hotărâre intră în vigoare la data comunicării;

Art.5. - Hotărârea se comunică:

- Primarului Municipiului Reşiţa;
- Prefectului şi Instituţiei Prefectului Judeţului Caraş-Severin;
- Direcţiei Dezvoltare Locală şi Investiţii
- Direcţiei Economice şi Fiscale.

PREŞEDINTE DE SEDINŢĂ,
MĂRUŢĂ COSMIN

CONTRASEMNEAZĂ,
SECRETAR GENERAL
BUCUR LUCIAN CORNEL

ANEXĂ LA HCL NR. 441/22.09.2026

STUDIU DE FEZABILITATE

"CAPACITATI DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE PRODUSĂ DIN SURSE REGENERABILE DE ENERGIE PENTRU MUN. REȘIȚA, JUD. CARAȘ-SEVERIN"

Beneficiar:
UAT Municipiul Reșița
Proiectant:
Asocierea SC Goodartofnoon SRL - SC Ceproinov Proiect SRL

Actualizat 18.09.2026
Conform Ghidul Solicitantului

CAPACITATI DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE PRODUSĂ DIN SURSE REGENERABILE DE ENERGIE PENTRU MUN. REȘIȚA, JUD. CARAȘ-SEVERIN

STUDIU DE FEZABILITATE

Realizat conf. Ctr. Nr. 84853/07.09.2025

Foaie de semnături

Asocierea SC Goodartofnoon SRL - SC Ceproinov Proiect SRL — Ruxandra Soare

Șef de proiect:
Autorizat ANRE gr. IV A+B — Ing. Bogdan Constantin Neagu

Specialist energetic
Autorizat ANRE gr. III A+B — Ing. Mihai-Andrei Luca

Acest document nu poate fi folosit decât cu scopul pentru care a fost comandat și executat. Informațiile conținute în acest document nu pot fi transmise la terți sau folosite în alte scopuri fără acordul scris al realizatorilor.

CUPRINS

A. PIESE SCRISE 6
1. Informații generale privind obiectivul de investiții 6
1.1. Denumirea obiectivului de investiții 6
1.2. Ordonator principal de credite/investitor 6
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar) 6
1.4. Beneficiarul investiției 6
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate 6
2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului /proiectului de investiții 7
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 7
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare 7
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor 14
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 15
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice 19
3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții: 22
3.1. Particularități ale amplasamentului: 22
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic 26
3.2.1. Caracteristici tehnice și parametri specifici obiectivului de investiții 80
3.2.2. Varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia 80
3.3. Costurile estimative ale investiției 81
3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz 90
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției 91
4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e) 92
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință 92
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția 92

4.3. Situația utilităților și analiza de consum , dacă sunt aplicabile în această etapă de elaborare a studiului de fezabilitate și cu condiția să nu constituie responsabilitatea partenerului privat într-o etapă ulterioară a realizării proiectului: 92
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții: 93
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții 101
4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară 102
4.6.1. Ipoteze de bază ale analizei financiare 103
4.6.2. Investiția de capital 104
4.6.3. Costuri și venituri din exploatare 105
4.6.4. Venituri din exploatare 106
4.6.5. Costuri operaționale 110
4.6.6. Valoarea reziduală 116
4.6.7. Determinarea profitabilității financiare a investiției. Calculul indicatorilor financiari 116
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 126
4.8. Analiza de senzitivitate 136
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor 147
5. Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă) 161
5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor 161
5.2. Selectarea si justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) 161
5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind 164
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții: .. 177
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..... 178
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 179
6. Urbanism, acorduri și avize conforme 180
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire 180
6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege 180

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 180
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților 180
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară..... 180
6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice..... 180
7. Implementarea investiției 181
7.1. Informații entitatea responsabilă cu implementarea investiției..... 181
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 181
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere, și întreținere: etape, metode și resurse necesare 182
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale... 184
8. Concluzii și recomandări 186
ANEXE..... 187
B. PIESE DESENATE..... 236

A. PIESE SCRISE

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

"CAPACITATI DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE PRODUSĂ DIN SURSE REGENERABILE DE ENERGIE PENTRU MUN. REȘIȚA, JUD. CARAȘ-SEVERIN"

Municipiul Reșița urmărește obținerea unei finanțări din fondurile alocate României prin Fondul pentru Modernizare (FM), pentru realizarea unei capacități noi de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile, conectată direct la instalația fotovoltaică existentă, în vederea utilizării energiei stocate pentru autoconsum și optimizarea consumului propriu. Investiția are ca obiectiv creșterea gradului de utilizare locală a energiei produse din surse regenerabile, prin transferul acesteia din perioadele cu producție fotovoltaică excedentară către intervalele în care consumurile proprii ale Municipiului sunt mai ridicate.

Studiul de fezabilitate a fost elaborat în vederea implementării unei capacități noi de stocare a energiei electrice, cu o capacitate nominală de 25 MWh, conectată la instalația existentă de producere a energiei electrice din surse regenerabile.

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

UAT Municipiul Reșița

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul

1.4. Beneficiarul investiției

Beneficiarul investiției: **U.A.T. Municipiul Reșița**

Adresa: **Piața 1 Decembrie 1918, nr. 1A, Municipiul Reșița, 320084, Județul Caraș-Severin, România**

Numărul de telefon, de fax și adresa paginii de internet: **tel. 0255221964, https://www.primariaresita.r**

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Numele companiei: **Asocierea SC Goodartofnoon SRL - SC Ceproinov Proiect SRL Lider asociere - SC Goodartofnoon SRL**

Administrator: **Ruxandra Soare**

Număr de ordine in Registrul Comerțului: **J1994014784405**

Cod Unic de Înregistrare: **RO 6089385**

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

Nu este cazul. Pentru proiectul de față nu s-a realizat un studiu de prefezabilitate.

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

Prezenta documentație s-a elaborat în contextul măsurilor de politică națională în domeniul eficienței energetice și a surselor regenerabile, care se aplică pe întreg lanțul energetic: resurse primare, producere, transport, distribuție, consum de energie electrică.

Programul vizează finanțarea investițiilor care promovează sursele de energie regenerabilă și eficiență energetică în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European, pentru atingerea țintelor stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 (PNIESC) actualizat, privind utilizarea energiei din surse regenerabile, prin creșterea ponderii de producție a acesteia din energie solară. Sprijinul financiar pentru investițiile destinate stocării de energie electrică din surse regenerabile de energie se acordă în baza unei proceduri de selecție cu aplicarea principiului „primul venit, primul evaluat", cu respectarea condițiilor din ghid, în limita bugetului alocat apelului și a termenului limită pentru depunerea cererilor de finanțare.

Obiectivul general al proiectului consta in implementarea unei capacități noi de stocare a energiei electrice în spatele contorului, conectată la o instalație existentă de producere a energiei din surse regenerabile.

Se vor finanța investiții care vizează stocarea energiei electrice în spatele contorului, conectată la o instalație existentă de producere a energiei din surse regenerabile, în vederea utilizării energiei pentru autoconsum/optimizare consum.

Investiția finanțate în cadrul acestui program vor avea un impact pozitiv în ceea ce privește:

a) Asigurarea adecvanței și flexibilității SEN prin creșterea capacității de stocare a energiei electrice;
b) O economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării resurselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la atingerea obiectivelor de dezvoltare durabilă;
c) Atingerea obiectivelor stabilite la nivelul Uniunii Europene privind producția de

energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, în corelare cu țintele stabilite la nivel național prin PNIESC actualizat;

d) Creșterea ponderii energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie în consumul final de energie, ca efect rezultant al investițiilor în capacități de stocare a energiei electrice din surse regenerabile de energie;

e) Implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative, aprobată prin Legea nr. 376/2023, cu modificările și completările ulterioare;

f) Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră generate de sectorul energetic prin reducerea treptată a utilizării combustibililor fosili pentru producerea de energie electrică, atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050, a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;

g) Punerea în aplicare a inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

h) Implementarea programelor cheie stabilite prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 60/2022 cu modificările și completările ulterioare;

i) Creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie.

În decembrie 2015 s-a agreat prin Acordul de la Paris asupra Pactului verde, în temeiul Convenției-cadru a Națiunilor Unite asupra schimbărilor climatice, având ca principal obiectiv realizarea unei tranziții echitabile și eficiente din punctul de vedere al costurilor, care să ducă la neutralitate climatică până cel târziu în 2050. În acest context în anul 2019 Comisia

Europeană lansează Pactul verde european[1] prin care își asumă în special reducerea emisiilor sale de gaze cu efect de seră, până în 2030, cu cel puțin 50 % în comparație cu nivelurile din 1990, iar pentru aceasta Comisia propune revizuirea a tuturor instrumentelor de politică relevante legate de climă. Se are în vedere încurajarea reducerii emisiilor de CO_2, a gazelor cu efect de seră (kg CO_2).

In acest context, Pactul Ecologic European impune un set de inițiative politice ale Comisiei Europene cu scopul general de a face Europa climatică neutră în 2050. De asemenea, a fost prezentat un plan de evaluare a impactului pentru a crește obiectivul UE de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră pentru 2030 la cel puțin 50% și spre 55% comparativ cu nivelurile din 1990.

În contextul Acordului de la Paris și, prin urmare, utilizând emisiile actuale ca linie de bază, deoarece din 1990 emisiile UE au scăzut deja cu 25% în 2019, o țintă de reducere de 55% folosind 1990 ca linie de bază reprezintă în termeni 2019 un obiectiv de reducere de 40% conform Raportului privind decalajul emisiilor 2020 al UNEP (Programul Națiunilor Unite pentru Mediu). Planul constă în revizuirea fiecărei legi existente cu privire la meritele sale climatice și, de asemenea, introducerea unei noi legislații privind economia circulară, renovarea clădirilor, biodiversitatea, agricultura și inovarea.

Unul dintre instrumentele promovate de Comisia Europeană pentru atingerea obiectivelor Pactului Ecologic European îl reprezintă investițiile sustenabile. În acest sens, Comisia a hotărât crearea unui sistem de clasificare la nivel european pentru activitățile sustenabile, adică o taxonomie a UE. Astfel, în 12 iulie 2020 a intrat în vigoare Regulamentul (UE) 852/2020 cunoscut și ca regulamentul privind taxonomia. Acesta va facilita canalizarea capitalului către acele activități care contribuie în mod substanțial la atingerea a șase obiective de mediu și va contribui astfel la atenuarea riscului de „greenwashing".

Astfel, începând cu anul 2022, toate entitățile care publică informații nefinanciare fie în rapoartele anuale de management fie în rapoarte de sustenabilitate vor fi obligate să includă în aceste raportări și informații despre cum și în ce măsură activitățile entității sunt asociate cu activități economice care se califică drept sustenabile din punct de vedere al mediului. O activitate este considerată sustenabilă din punct de vedere al mediului, dacă îndeplinește o serie de criterii tehnice stabilite de către CE în acte delegate la regulamentul privind taxonomia specifice pentru fiecare dintre cele șase obiective de mediu.

[1] Pactul ecologic European, Bruxelles, 11.12.2019, COM(2019) 640 final, COMUNICARE A COMISIEI CĂTRE PARLAMENTUL EUROPEAN, CONSILIUL EUROPEAN, CONSILIU, COMITETUL ECONOMIC ȘI SOCIAL EUROPEAN ȘI COMITETUL REGIUNILOR

Noul regulament de taxonomie al UE este conceput pentru a sprijini transformarea economiei UE pentru a-și îndeplini obiectivele Pactului ecologic european, inclusiv obiectivul de neutralitate climatică pentru 2050. Ca instrument, acesta urmărește să ofere claritate companiilor, pieţelor de capital şi factorilor de decizie asupra investiţiilor sau asupra activităţilor economice care sunt sustenabile.

Fondul pentru Modernizare a fost instituit ca mecanism de finanţare prin articolul 10d din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European şi a Consiliului din 13 octombrie 2003 privind instituirea sistemului de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în Uniune şi de modificare a Directivei 96/61/CE, cu toate completările şi modificările ulterioare (Directiva ETS). Implementarea sa se realizează în conformitate cu prevederile Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020, care stabileşte normele detaliate pentru funcţionarea Fondului, destinat sprijinirii investiţiilor în modernizarea sistemelor energetice şi creşterea eficienţei energetice în anumite state membre.

Fondul pentru Modernizare este alimentat din veniturile obţinute prin licitarea a 2% din totalul certificatelor alocate statelor membre în cadrul schemei EU ETS pentru perioada 2021–2030. România beneficiază de 11,98% din acest procent, conform prevederilor din Anexa IIb la Directiva ETS revizuită, sumă pe care o poate utiliza pentru finanţarea investiţiilor eligibile.

Directiva ETS prevede, de asemenea, posibilitatea ca statele membre beneficiare ale Fondului să transfere total sau parţial alocările acordate cu titlu gratuit în temeiul articolului 10c, precum şi o parte sau totalitatea certificatelor din Fondul de Solidaritate prevăzut la articolul 10 alineatul (2) litera (b). Cinci state membre au utilizat această opţiune: Croaţia, Cehia, Lituania, România şi Slovacia.

În România, Fondul pentru Modernizare finanţează investiţiile din sectoarele prioritare stabilite de Ministerul Energiei, prin programe-cheie ce includ unul sau mai multe domenii de investiţii. Finanţarea proiectelor este nerambursabilă şi constă în prefinanţarea şi rambursarea cheltuielilor eligibile aferente implementării proiectelor, în condiţiile şi limitele stabilite prin contractul de finanţare.

Programul urmăreşte promovarea investiţiilor în instalarea de capacităţi noi de stocare a energiei electrice, contribuind la atingerea obiectivelor Pactului Ecologic European şi la ţintele asumate prin PNIESC privind utilizarea energiei din surse regenerabile, în contextul integrării acesteia în sistem şi al asigurării stabilităţii reţelei.

Accesarea finanţării din Fondul pentru Modernizare de către entităţile publice implică respectarea unui set de condiţii specifice, fundamentate pe cadrul juridic european şi naţional privind tranziţia energetică, dezvoltarea infrastructurii de stocare şi promovarea utilizării

energiei din surse regenerabile. Aceste condiții urmăresc garantarea eficienței investițiilor, contribuția lor la obiectivele climatice ale Uniunii Europene și asigurarea unei utilizări responsabile și transparente a resurselor financiare.

Investiția trebuie să fie în concordanță cu obiectivele strategice asumate prin Pactul Ecologic European, Planurile Naționale Integrate în Domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice, precum și cu reglementările specifice privind funcționarea Fondului pentru Modernizare. Solicitantul trebuie să dețină un drept real asupra instalației de producere a energiei regenerabile la care va fi conectată instalația de stocare ce face obiectul finanțării. La depunerea cererii, este necesară prezentarea dovezii privind existența infrastructurii de producție. În etapa de contractare, solicitantul are obligația de a furniza certificatul de racordare. Proiectul trebuie să contribuie în mod direct la îmbunătățirea flexibilității și stabilității rețelei electrice, la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la creșterea ponderii energiei regenerabile în mixul energetic național.

Proiectul are ca obiectiv implementarea unei capacități noi de stocare a energiei electrice în spatele contorului, conectată la o instalație existentă de producere a energiei din surse regenerabile.

Legislație la nivel național

- Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare,
- Legea nr. 315/2004 privind dezvoltarea regională, actualizată.
- Legea nr. 98/2016 privind achizițiile publice.
- HG nr. 1460/2008 - Strategia națională pentru dezvoltare durabilă a României – Orizonturi 2013-2020-2030
- HG nr 1069/2007(2016) - Strategia Energetică a României 2007 – 2020, actualizată pentru perioada 2011- 2020.
- HG nr. 1072/2003 privind avizarea a documentațiilor tehnico-economice pentru obiectivele de investiții finanțate din fonduri publice.
- HG nr. 907/2016 privind aprobarea conținutului cadru al documentației tehnico-economice aferente investițiilor publice, precum și a structurii și metodologiei de elaborare a devizului general pentru obiective de investiții și lucrări de intervenții.
- HG nr. 163/2004 privind aprobarea Strategiei naționale in domeniul eficientei energetice
- Directiva 2018/2001/UE a Parlamentului European și a Consiliului, privind eficiența energetică

- DIRECTIVA (UE) 2019/944 A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE
- Directivei 2011/92/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 decembrie 2011 privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului (Directiva EIM)

Ordonanțe de urgentă ale Guvernului / Ordine de Ministru

- OUG nr. 28/ 2013 pentru aprobarea Programului național de dezvoltare locală.
- Ordinul de Ministru nr. 1071/2009 privind modificarea și completarea Ordinului Ministrului transporturilor, construcțiilor și turismului nr. 157/2007 pentru aprobarea reglementarii tehnice Metodologie de calcul al performantei energetice a clădirilor.

Directive și regulamente europene

- Directiva EED 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului Europei din 25 octombrie 2012 privind eficienta energetică.

Cadrul legislativ cu privire la calitatea în construcții

Calitatea în construcții este reglementată în România prin legea 10/1995 – Calitatea în construcții (cu modificările și completările ulterioare). La art. 5 în legea menționată se precizează:

Pentru obținerea unor construcții de calitate sunt obligatorii realizarea și menținerea, pe întreaga durată de existență a construcțiilor, a următoarelor cerințe fundamentale aplicabile:

a) rezistență mecanică și stabilitate;

b) securitate la incendiu;

c) igienă, sănătate și mediu înconjurător;

d) siguranță și accesibilitate în exploatare;

e) protecție împotriva zgomotului;

f) economie de energie și izolare termică;

g) utilizare sustenabilă a resurselor naturale.

Aplicarea cerințelor fundamentale se stabilește pe domenii/subdomenii și categorii de construcții și pe specialități pentru instalațiile aferente construcțiilor, prin regulamente și reglementări tehnice în construcții.

Informații generale privind entitatea

Municipiul Reșița este unitatea administrativ-teritorială de rangul I și totodată reședința județului Caraș-Severin, situat în regiunea de dezvoltare Vest a României, în zona istorică Banat. Amplasat pe cursul mijlociu al râului Bârzava, într-un cadru geografic predominant colinar și montan, municipiul prezintă o configurație urbană complexă, rezultat al unei dezvoltări istorice și economice multiseculare. Din punct de vedere administrativ, acesta integrează localitățile componente Câlnic, Cuptoare, Doman, Moniom, Secu și Țerova, asigurând astfel o coerență teritorială și funcțională la nivel local.

Reșița este cunoscută drept unul dintre cele mai vechi centre industriale din România, cu o tradiție tehnologică ce își are originile în anul 1771, odată cu inaugurarea primelor furnale de pe actualul amplasament industrial. Activitatea siderurgică și cea de construcții de mașini au reprezentat elemente definitorii ale dezvoltării socio-economice locale, infrastructura industrială contribuind decisiv la formarea identității urbane și la definirea rolului strategic al municipiului în economia regională și națională.

În prezent, Municipiul Reșița se află într-un amplu proces de modernizare și transformare, orientat spre diversificare economică, utilizare eficientă a resurselor și adoptarea tehnologiilor sustenabile. Administrația publică locală, prin structurile sale funcționale, elaborează și implementează politici publice integrate, în concordanță cu documentele de planificare strategică și cu obiectivele naționale și europene privind tranziția energetică și dezvoltarea durabilă. Sediul Primăriei Municipiului Reșița, situat în Piața 1 Decembrie 1918 nr. 1A, reprezintă centrul administrativ de coordonare a activităților locale, inclusiv a proiectelor finanțate prin mecanisme naționale și europene.

Poziția geografică, experiența industrială acumulată, infrastructura tehnică existentă și capacitatea administrativ-instituțională conferă Municipiului Reșița premise solide pentru implementarea cu succes a proiectelor de investiții orientate către modernizarea sistemelor energetice, dezvoltarea capacităților de stocare, digitalizarea serviciilor publice și creșterea eficienței energetice în infrastructurile municipale. Municipiul deține resursele administrative și expertiza necesară pentru gestionarea proiectelor cu finanțare nerambursabilă, fiind deja implicat în programe cu impact semnificativ asupra reducerii emisiilor de carbon, îmbunătățirii infrastructurii locale și creșterii calității vieții comunității.

Prin prezenta documentație tehnico-economică, Municipiul Reșița își asumă fundamentarea și implementarea investiției propuse, în acord cu principiile bunei gestiuni financiare, cu legislația aplicabilă și cu obiectivele Fondului pentru Modernizare. Proiectul analizat în acest Studiu de Fezabilitate se înscrie în demersul municipalității de a valorifica

tehnologiile moderne și de a contribui la creșterea sustenabilității sistemului energetic local, oferind beneficii economice, sociale și de mediu pe termen lung.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Municipiul Reșița, în calitate de unitate administrativ-teritorială, a demarat în ultimii ani o serie de investiții strategice orientate către utilizarea energiei din surse regenerabile și creșterea autonomiei energetice la nivel local. În acest context, municipalitatea a implementat un parc fotovoltaic cu o capacitate instalată de 8,58 MWp, limitat conform ATR la 6,73 MW, reprezentând o etapă semnificativă în direcția producerii de energie verde și a reducerii dependenței de energia preluată din Sistemul Electroenergetic Național (SEN).

Cu toate acestea, caracterul intermitent al energiei solare generează fluctuații semnificative în producția de energie, ceea ce conduce la dificultăți în ceea ce privește integrarea eficientă a producției regenerabile în consumul propriu al municipalității și în funcționarea stabilă a instalațiilor electrice locale. În absența unui sistem de stocare, o parte din energia produsă în perioadele de vârf (de exemplu, în intervalele cu radiație solară ridicată) nu poate fi valorificată în totalitate, ceea ce determină pierderi potențiale atât din punct de vedere energetic, cât și economic.

În vederea optimizării exploatării parcului fotovoltaic existent și a creșterii flexibilității sistemului energetic local, Municipiul Reșița intenționează să realizeze o investiție constând în instalarea unui sistem de stocare în baterii cu o capacitate de 25 MWh, amplasat pe terenul identificat prin nr. cadastral 47858 (suprafață de 219.319 mp), situat pe raza municipiului Reșița, județul Caraș-Severin.

Prezenta documentație analizează fezabilitatea implementării unui astfel de sistem de stocare, având ca obiectiv identificarea soluțiilor tehnice optime care să asigure atât compatibilitatea cu infrastructura electrică existentă, cât și sustenabilitatea economică a investiției. Prin instalarea bateriilor se urmărește utilizarea energiei regenerabile produse în excedent, prin absorbirea acesteia în perioadele de supraproducție și livrarea ei ulterioară în intervalele cu consum ridicat al municipalității. Această abordare contribuie la reducerea dezechilibrelor produse de funcționarea discontinuă a surselor fotovoltaice, la diminuarea costurilor aferente energiei achiziționate din SEN și la creșterea gradului de independență energetică a *UAT Reșița*.

Analiza situației existente relevă următoarele deficiențe majore care justifică necesitatea investiției:

- Lipsa unui mecanism de echilibrare a producției din surse regenerabile, ceea ce conduce la pierderi de energie și consum neperformant al resurselor disponibile.
- Dependența ridicată de SEN în intervalele fără producție solară, determinând costuri suplimentare pentru acoperirea consumului energetic.
- Incapacitatea de a stabiliza fluxurile de energie în cadrul instalațiilor electrice existente, afectând eficiența operațională a infrastructurilor publice.
- Nevalorificarea completă a energiei produse în parcul fotovoltaic, aspect care limitează atât beneficiile economice, cât și contribuția la reducerea emisiilor de CO_2.
- Absența unei capacități de stocare care să permită gestionarea inteligentă a energiei, cerință esențială în contextul integrării surselor regenerabile în conformitate cu obiectivele naționale și europene privind tranziția energetică.

Prin urmare, implementarea unui sistem de stocare în baterii reprezintă o soluție necesară și oportună, care poate contribui semnificativ la optimizarea consumului energetic al municipalității, la creșterea rezilienței infrastructurii locale și la valorificarea superioară a energiei regenerabile produse.

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

Transformarea sistemului energetic european și național către un model bazat pe surse regenerabile de energie conduce la *creșterea accelerată a necesarului de capacități noi de stocare a energiei electrice*. Instalarea accelerată a centralelor fotovoltaice și eoliene, caracterizate printr-un profil de producție variabil și dependent de condițiile meteorologice, generează necesitatea implementării unor soluții tehnologice capabile să asigure flexibilitatea, echilibrarea și stabilitatea sistemului energetic.

În ultimii ani, sistemul energetic din România a înregistrat o creștere semnificativă a capacităților instalate din surse regenerabile, tendință care se va accentua în perioada următoare ca urmare a obiectivelor asumate prin Pactul Verde European, Planul REPowerEU și Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice. Această evoluție determină apariția unor dezechilibre temporare între producția și consumul de energie electrică, în special în intervalele caracterizate de producție ridicată din surse regenerabile și consum redus. În lipsa unor capacități adecvate de stocare, energia produsă în exces nu poate fi valorificată integral, ceea ce conduce la limitarea producției regenerabile, la creșterea costurilor de echilibrare și la diminuarea eficienței investițiilor realizate în sectorul energetic. Din această perspectivă, sistemele noi de stocare a energiei electrice reprezintă un element esențial al infrastructurii

energetice moderne, fiind recunoscute la nivel european drept una dintre principalele tehnologii necesare pentru atingerea obiectivelor de decarbonizare și securitate energetică.

Investiția răspunde unor nevoi concrete identificate atât la nivelul UAT-ului, cât și la nivelul sistemului energetic, respectiv:

- creșterea gradului de integrare a energiei electrice produse din surse regenerabile;
- reducerea dezechilibrelor dintre producție și consum;
- optimizarea consumului propriu de energie electrică;
- reducerea cantităților de energie regenerabilă neutilizată;
- creșterea flexibilității operaționale a infrastructurii energetice;
- îmbunătățirea continuității și siguranței alimentării cu energie electrică;
- reducerea dependenței de energia achiziționată din Sistemul Electroenergetic Național;
- creșterea rezilienței infrastructurii energetice în contextul tranziției energetice.

Prin implementarea investiției, energia electrică disponibilă în perioadele de exces de energie produsă național va putea fi stocată și utilizată în perioadele cu consum ridicat sau producție redusă, contribuind la optimizarea utilizării energiei și la reducerea solicitării rețelelor electrice.

Pe termen mediu, respectiv în perioada 2026–2030, se estimează o creștere semnificativă a cererii pentru servicii de stocare a energiei electrice, determinată de dezvoltarea accelerată a capacităților de producere a energiei din surse regenerabile și de necesitatea asigurării flexibilității sistemului energetic.

Conform documentelor strategice europene și naționale, România va continua procesul de creștere a ponderii energiei regenerabile în consumul final brut de energie, ceea ce va conduce la o creștere proporțională a necesității de dezvoltare a capacităților noi de stocare. Totodată, dezvoltarea comunităților energetice, a prosumatorilor și a sistemelor inteligente de management energetic va amplifica cererea pentru soluții de stocare performante și fiabile.

În acest context, capacitățile noi de stocare devin o componentă indispensabilă pentru funcționarea eficientă a infrastructurii energetice și pentru valorificarea integrală a energiei produse din surse regenerabile.

Pe termen lung, până în anul 2050, se estimează o transformare profundă a sectorului energetic, caracterizată prin electrificarea consumului, creșterea ponderii energiei regenerabile și reducerea progresivă a utilizării combustibililor fosili. Atingerea obiectivului european de neutralitate climatică va necesita dezvoltarea unor capacități semnificative de flexibilitate și echilibrare, iar sistemele de stocare a energiei electrice vor reprezenta una dintre principalele tehnologii utilizate pentru asigurarea stabilității rețelelor electrice.

Se estimează că rolul stocării energiei va deveni esențial pentru:

- integrarea volumelor crescute de energie regenerabilă;
- reducerea congestiilor din rețelele electrice;
- asigurarea serviciilor de echilibrare și reglaj;
- creșterea securității energetice;
- dezvoltarea rețelelor inteligente și a comunităților energetice;
- optimizarea utilizării infrastructurii energetice existente.

Din această perspectivă, cererea pentru servicii de stocare noi a energiei electrice va continua să crească pe întreaga perioadă de referință a investiției, consolidând relevanța și oportunitatea proiectului propus.

Investiția propusă răspunde direct obiectivelor europene și naționale privind tranziția energetică, creșterea ponderii energiei regenerabile și dezvoltarea infrastructurii de flexibilitate a sistemului energetic. Implementarea sistemului de stocare va contribui la creșterea eficienței utilizării energiei electrice, la reducerea pierderilor asociate nevalorificării producției regenerabile și la îmbunătățirea securității alimentării cu energie electrică. Prin capacitatea sa de a stoca și furniza energie în funcție de necesitățile sistemului, investiția contribuie la consolidarea rezilienței energetice, la creșterea independenței energetice și la dezvoltarea unei infrastructuri compatibile cu obiectivele de decarbonizare asumate de România și Uniunea Europeană. Având în vedere evoluțiile prognozate ale sectorului energetic și necesitatea dezvoltării unor capacități suplimentare de flexibilitate și stocare, se concluzionează că există o cerere actuală și viitoare semnificativă pentru serviciile furnizate de investiție, ceea ce justifică pe deplin necesitatea, oportunitatea și relevanța realizării obiectivului de investiții.

În prezent, consumul de energie electrică aferent obiectivelor publice administrate de UAT Resita este caracterizat printr-un profil relativ constant pe parcursul anului, determinat de funcționarea clădirilor administrative, a instituțiilor publice, a infrastructurii tehnico-edilitare și a celorlalte servicii de interes local. Analiza profilului de consum și a producției de energie din sursa fotovoltaică existentă evidențiază existența unor decalaje temporale între momentele de producție maximă și intervalele de consum ridicat, situație specifică sistemelor bazate pe surse regenerabile intermitente.

În lipsa unei capacități de stocare, excedentele de energie generate în intervalele cu iradiere solară ridicată nu pot fi valorificate integral la nivelul consumului propriu, ceea ce conduce la diminuarea gradului de autoconsum și la reducerea eficienței economice a investiției realizate în producerea energiei regenerabile. Totodată, în perioadele caracterizate

prin producție redusă sau absentă a centralei fotovoltaice, necesarul de energie este acoperit prin achiziția de energie electrică din Sistemul Energetic Național.

Din perspectiva cererii pentru serviciul de stocare a energiei, analiza demonstrează existența unei necesități reale și permanente de transfer al surplusului de energie produs în intervalele de vârf către perioadele caracterizate prin consum energetic ridicat. În acest context, sistemul de stocare reprezintă o componentă esențială pentru creșterea gradului de utilizare a energiei regenerabile produse local și pentru optimizarea balanței energetice a beneficiarului.

Pe termen mediu, se estimează menținerea unei cereri constante de energie electrică la nivelul UAT Reșița, în contextul continuării proceselor de modernizare, digitalizare și eficientizare energetică a serviciilor publice. În același timp, tendința de electrificare progresivă a consumurilor și implementarea unor soluții tehnologice cu consum energetic specific vor conduce la consolidarea necesității unor mecanisme eficiente de gestionare și stocare a energiei. Pe termen lung, prognozele privind evoluția sectorului energetic indică o creștere a ponderii energiei produse din surse regenerabile, concomitent cu dezvoltarea infrastructurilor inteligente și a mecanismelor de flexibilitate energetică. În acest context, capacitățile de stocare vor avea un rol determinant în echilibrarea producției și consumului, în reducerea dependenței față de energia preluată din rețea și în creșterea rezilienței energetice a autorităților publice locale.

Necesitatea realizării investiției este susținută de cererea existentă și prognozată pentru utilizarea eficientă a energiei electrice produse din surse regenerabile, precum și de obiectivele naționale și europene privind decarbonizarea, creșterea eficienței energetice și dezvoltarea infrastructurilor energetice sustenabile. Implementarea sistemului de stocare va permite creșterea gradului de autoconsum al energiei regenerabile, reducerea consumului de energie electrică din rețeaua publică, optimizarea costurilor operaționale aferente consumului energetic și consolidarea independenței energetice a UAT Reșița. Analiza cererii demonstrează oportunitatea și necesitatea realizării investiției, aceasta răspunzând atât necesităților actuale ale beneficiarului, cât și evoluțiilor prognozate ale consumului energetic pe întreaga perioadă de referință a proiectului.

Au fost identificate principalele probleme care justifică necesitatea implementării proiectului. Fiecare problemă este corelată cu activitățile propuse și cu rezultatele preconizate ale investiției, astfel încât să fie evidențiată contribuția proiectului la soluționarea nevoilor identificate și la atingerea obiectivelor stabilite.

Problema – Activitate – Rezultat

Problema identificată	Activități propuse	Rezultate preconizate
Existența unui surplus de energie electrică produsă de centrala fotovoltaică, care nu poate fi valorificată integral în lipsa unei capacități de stocare.	Achiziția, instalarea și punerea în funcțiune a unui sistem de stocare cu puterea nominală de 6731 kW și capacitatea de 25000 kWh.	Sistem de stocare instalat și operațional (1 sistem, 25000 kWh), capabil să valorifice energia produsă din surse regenerabile.
Decalajul dintre perioadele de producție maximă și intervalele de consum ridicat conduce la utilizarea ineficientă a energiei regenerabile.	Integrarea sistemului de stocare cu centrala fotovoltaică și configurarea funcționării automate de încărcare/descărcare.	Durată de stocare asigurată de 2,97 ore și disponibilitatea a 20000 kWh energie utilizabilă pentru consumul propriu.
Grad redus de autoconsum și dependență de energia achiziționată din Sistemul Electroenergetic Național.	Implementarea unui sistem inteligent de gestionare și utilizare a energiei stocate.	Creșterea cantității de energie regenerabilă utilizată la nivel local și reducerea consumului de energie din rețeaua publică.
Flexibilitate redusă în exploatarea infrastructurii energetice locale și imposibilitatea transferului energiei între perioadele de producție și consum.	Instalarea și integrarea unei capacități de stocare dimensionate conform cerințelor programului de finanțare.	Putere de încărcare/descărcare de 6731 kW și capacitate nominală de stocare de 25000 kWh, disponibile pentru optimizarea consumului energetic.
Necesitatea creșterii rezilienței și eficienței energetice a Municipiului Resita în contextul tranziției energetice.	Implementarea investiției și punerea în exploatare a sistemului de stocare.	Infrastructură energetică modernizată, capabilă să gestioneze eficient energia regenerabilă și să contribuie la creșterea independenței energetice a Municipiului.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Prin realizarea investiției, România va dispune de o infrastructură de stocare noua a energiei electrice capabilă să răspundă provocărilor actuale și viitoare ale tranziției energetice, consolidând securitatea energetică, sporind eficiența utilizării resurselor regenerabile și contribuind la atingerea obiectivelor naționale și europene privind decarbonizarea și sustenabilitatea.

Având în vedere analiza detaliată prezentată în Capitolul 2.3 si 2.4, necesitatea implementării a proiectului de stocare a energiei electrice devine o prioritate. Investiția propusă urmărește atingerea unor obiective strategice esențiale pentru modernizarea, flexibilizarea și creșterea reziliență SEN, în contextul tranziției energetice și al creșterii ponderii surselor

regenerabile. Implementarea unui sistem de stocare nou a energiei electrice cu o capacitate noua de stocare de 25 MWh urmărește îndeplinirea unor obiective strategice, esențiale pentru modernizarea și flexibilizarea infrastructurii energetice.

Se vor finanța investiții care vizează stocarea energiei electrice în spatele contorului, conectată la o instalație existentă de producere a energiei din surse regenerabile, în vederea utilizării energiei pentru autoconsum/optimizare consum.

Toate obiectivele sunt asociate cu rezultatele așteptate la măsura Sprijinirea investițiilor în dezvoltarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru entități publice, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei din cadrul Fondul pentru Modernizare și cuantificate în indicatori.

Indicator – Obiectiv - Rezultat

Indicator	Obiectiv	Valoare	Rezultat
ST.1 – Puterea instalată a centralei existente (P_RES)	OS3 – Dimensionarea sistemului de stocare în corelare directă cu puterea instalată a centralei Fotovoltaice existente, utilizată ca bază de calcul a duratei de stocare și a eligibilității tehnice	6731 kW	Capacitate instalată existentă de 6731 kW energie fotovoltaică, utilizată ca bază pentru dimensionarea și operarea sistemului de stocare a energiei.
ST.2 – Puterea nominală a stocării (P_stoc)	OS4 – Asigurarea unei puteri nominale de încărcare/descărcare a sistemului de stocare corelată cu puterea parcului fotovoltaic și cu strategia de autoconsum/optimizare a consumului	6731 kW	Capacitate de încărcare /descărcare de 6731 kW asigurată prin sistemul de stocare, pentru gestionarea eficientă a energiei produse de centrala fotovoltaică.
ST.3 – Capacitatea nominală a stocării (E_nom)	OS5 – Stabilirea unei capacități nominale de stocare ca parametru minim al soluției, suficientă pentru îndeplinirea condiției de durată de stocare (ST.6)	25000 kWh	Sistem de stocare cu o capacitate nominală de 25000 kWh, dimensionat pentru asigurarea flexibilității energetice și pentru respectarea cerinței privind durata de stocare a energiei.

Indicator	Obiectiv	Valoare	Rezultat
ST.4 – Adâncimea de descărcare utilizabilă (DoD)	OS6 – Asigurarea unei adâncimi de descărcare utilizabile de minimum 80%, conform cerinței tehnice minime din Ghid	0,8	80% din capacitatea nominală a sistemului este disponibilă pentru utilizare efectivă, asigurând un echilibru optim între performanța operațională și protejarea duratei de viață a bateriei.
ST.5 – Energia utilizabilă (E_use)	OS7 – Asigurarea unei energii efectiv utilizabile rezultate din produsul E_nom × DoD, utilizată la verificarea duratei de stocare	20000 kWh	Energie utilizabilă de 20000 kWh obținută prin aplicarea adâncimii de descărcare asupra capacității nominale a sistemului, utilizată pentru respectarea cerințelor privind durata de stocare și pentru maximizarea autoconsumului energiei regenerabil.
ST.6 – Durata de stocare (T)	OS8 – Asigurarea unei durate echivalente de stocare calculate ca E_use / P_RES , încadrată în fereastra obligatorie 2–4 ore (echivalent $2\times P_RES \leq E_use \leq 4\times P_RES$)	2,97 h	Asigurarea unei durate de stocare de 2,97 ore, conformă cu cerințele tehnice ale programului și dimensionată pentru utilizarea eficientă a energiei regenerabile produse.

3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții:

În cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate și in conformitate HG nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare privind documentațiile tehnico economice s-au identificat și propus 2 scenarii fezabile de implementare al obiectivului de investiții.

- Scenariul 1 – Sistem de stocare a energiei electrice cu baterii $LiFePO_4$ (LFP), cu capacitatea de 25 MWh și PCS de 6,73 MW
- Scenariul 2 – Sistem de stocare a energiei electrice cu baterii NiMnCo (NMC), cu capacitatea de 25 MWh și PCS de 6,73 MW

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)

Investiția se va face pe sol, în Reșița, conform Extrasului de carte funciară, Nr. 47858 pe acest teren se vor monta Baterii de 25 MWh si Invertor de 6,73 MW.



Vedere din satelit încadrare în zona

Suprafața ocupată de sistemul de stocare va fi de 1260 mp. Instalația de stocare va fi amplasată în imediata vecinătate a postului de transformare aferent parcului fotovoltaic existent.

Locația unde se va realiza investiția

Nr. crt.	Locatie	Suprafata (mp)	Adresa CF
1	Teren, Nr. Cadastral 47858	219319	Județul Caraș-Severin

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

Accesul până la obiective nu afectează circulația din zonă.

Accesul la utilități se realizează în totalitate pe terenurile administrate de UAT Reșița.

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

La Nord, Proprietate privată

La Sud, Proprietate privată

La Est, Proprietate privată

La Vest, Proprietate privată

d) surse de poluare existente în zonă

Nu este cazul.

e) date climatice și particularități de relief

Municipiul Reșița, situat în partea de sud-vest a României, în județul Caraș-Severin, se caracterizează printr-un ansamblu complex de factori climatici și geomorfologici, determinați în principal de poziționarea sa în zona Munților Banatului și de amplasarea într-o depresiune intramontană. Relieful predominant montan și deluros, alcătuit din formațiuni aflate la altitudini variabile, de regulă între 300 și 900 de metri, imprimă regiunii o topografie fragmentată, marcată de versanți împăduriți, culoare înguste de vale și zone depresionare, ceea ce generează diferențe locale semnificative în distribuția parametrilor climatici și în modul de manifestare a fenomenelor meteorologice.

Climatul din Reșița este de tip temperat-continental moderat, cu ușoare influențe submediteraneene, datorate poziției geografice, structurii reliefului și circulației maselor de aer. Temperaturile medii anuale se situează în jurul valorii de 9–10 °C, ceea ce reflectă un climat relativ răcoros comparativ cu zonele joase din sudul țării. Iernile sunt caracterizate prin temperaturi medii lunare situate între –2 și 0 °C, cu episoade frecvente de inversiuni termice în zonele depresionare, în timp ce verile prezintă valori medii de 20–22 °C, temperatura fiind moderată de altitudine și de influența vegetației forestiere abundente.

Regimul pluviometric este influențat direct de orientarea masivelor muntoase Semenic, Dognecea și Anina, care determină o creștere a cantităților de precipitații ca urmare a ascendenței orografice. În acest context, Reșița înregistrează precipitații anuale cuprinse între 800 și 900 mm, valorile fiind semnificativ superioare celor din regiunile de câmpie. Distribuția precipitațiilor este relativ uniformă, cu un maxim în lunile de primăvară și vară, când apar fenomene convective ce generează ploi intense pe arii restrânse. În sezonul rece, precipitațiile se manifestă adesea sub formă de ninsoare, iar la altitudini mai mari pot apărea acumulări importante de zăpadă, cu posibile efecte asupra accesibilității și infrastructurii energetice.

Din punctul de vedere al circulației aerului, zona este caracterizată prin vânturi de intensitate redusă spre moderată, viteza medie anuală fiind relativ scăzută datorită protecției naturale oferite de relieful înconjurător. Cu toate acestea, în culoarele depresionare sau pe versanții orientați favorabil, pot apărea intensificări locale ale vântului, în special în sezoanele de tranziție. Umiditatea relativă se menține la valori ridicate pe parcursul unei mari părți a anului, în special în perioada toamnă–primăvară, aspect influențat de configurația depresionară și de prezența fondului forestier extins, care favorizează acumularea și menținerea masei de aer umed.

Radiația solară în zona Reșița prezintă valori medii la nivel național, dar poate varia în funcție de orientarea versanților, expunerea terenului și durata de însorire specifică fiecărei subzone. Versanții sudici beneficiază de o expunere solară superioară, cu potențial util pentru aplicații energetice, în timp ce zonele joase ale depresiunii sunt mai susceptibile la apariția ceții și a fenomenelor de nebulozitate persistentă, în special în sezonul rece.

Particularitățile climatice și geomorfologice ale municipiului Reșița au o influență directă asupra planificării și exploatării infrastructurilor tehnice, în special a celor din sectorul energetic. Caracteristicile reliefului impun o analiză atentă a stabilității terenului, a accesului și a riscurilor asociate unor posibile fenomene naturale precum precipitațiile intense, variațiile termice sezoniere, acumulările de zăpadă, formarea gheții, dislocările de sol sau efectele eroziunii. Totodată, regimul climatic specific determină cerințe stricte pentru protecția echipamentelor, gestionarea temperaturilor extreme, optimizarea poziționării instalațiilor și reducerea vulnerabilităților asociate condițiilor meteorologice locale.

Având în vedere aceste caracteristici, analiza climatică și morfologică pentru zona Reșița constituie o etapă fundamentală în procesul de fundamentare a investițiilor publice și private, oferind premisele necesare pentru adoptarea unor soluții tehnice adecvate, eficiente și durabile, conforme cu specificul regional și cu normele de siguranță aplicabile.

f) existența unor:

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

Nu este cazul.

– 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.

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

Nu este cazul.

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

- date privind zonarea seismică, dacă sunt disponibile în această etapă;

  Nu este cazul.
- date preliminare asupra naturii terenului de fundare, inclusiv presiunea convențională și nivelul maxim al apelor freatice, dacă sunt disponibile în această etapă;

  Nu este cazul.
- date geologice generale, dacă sunt disponibile în această etapă;

  Nu este cazul.
- 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, hârți de zonare geotehnică, arhive accesibile, după caz, dacă sunt disponibile în această etapă;

  Nu este cazul.
- încadrarea în zone de risc (cutremur, alunecări de teren, inundații) în conformitate cu reglementările tehnice în vigoare, dacă este disponibilă în această etapă;

  Nu este cazul.
- caracteristici din punct de vedere hidrologic stabilite în baza studiilor existente, a documentărilor, cu indicarea surselor de informare enunțate bibliografic, dacă sunt disponibile în această etapă.

  Nu este cazul.

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

Instalația fotovoltaică existentă are o putere instalată totală de 6731 kWp, valoare confirmată prin Avizul Tehnic de Racordare nr. 24958768/16.12.2024 și utilizată în simularea producției de energie realizată cu aplicația PVGIS.

Sistemul de stocare a fost dimensionat pentru aceeași putere nominală de conversie, respectiv 6731 kW, ceea ce permite funcționarea coordonată cu instalația fotovoltaică, fără limitarea puterii disponibile și fără modificarea configurației instalației existente.

Conform specificațiilor din ghidul solicitantului capacitatea nou instalată de stocare a energiei electrice trebuie dimensionată astfel încât să asigure stocarea energiei electrice produse la puterea nominală instalată a centralei fotovoltaice existente pentru o durată de minimum 2 ore și maximum 4 ore.

Parametrii tehnici ai instalației de producere a energiei electrice, inclusiv puterea instalată, sunt corelați și se află în concordanță cu prevederile Contractului de finanțare, cu documentația tehnică elaborată pentru investiție și cu documentele emise de operatorul de distribuție. Datele tehnice prezentate în cadrul prezentului studiu reflectă configurația instalației valabilă la data elaborării documentației și constituie baza pentru dimensionarea echipamentelor, evaluarea performanței energetice și analiza tehnico-economică a investiției. Estimarea producției anuale de energie electrică a fost realizată prin utilizarea aplicației PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), având ca dată de intrare o putere instalată totală de 6731 kW, identică cu valoarea înscrisă în Avizul Tehnic de Racordare și în documentația tehnică a proiectului. Simulările au fost efectuate pe baza condițiilor climatice specifice amplasamentului și a parametrilor tehnici ai sistemului fotovoltaic, rezultatele obținute constituind fundamentul estimării producției de energie electrică și al indicatorilor tehnico-economici prezentați în cadrul studiului. Capacitatea de producție utilizată în calculele de dimensionare și în estimările de performanță energetică este unitară și este susținută de documentele tehnice și administrative aferente proiectului, asigurând coerența datelor utilizate pe întreg parcursul elaborării Studiului de fezabilitate.

Dimensionarea sistemului de stocare a energiei electrice a fost realizată în baza unei analize integrate a caracteristicilor tehnice ale centralei fotovoltaice, a producției estimate de energie electrică și a obiectivelor urmărite prin implementarea investiției, respectiv creșterea gradului de autoconsum, optimizarea utilizării energiei produse din surse regenerabile și reducerea cantității de energie livrate în Sistemul Electroenergetic Național.

Dimensionare capacitate nou instalata de stocare

	MWh
Puterea instalata a centralei fotovoltaice existente	6,73
Capacitate nominală de stocare a bateriei (minimin 2 ore de utilizare la DoD de 80 %)	16,85
Capacitate nominală de stocare a bateriei (maxim 4 ore de utilizare la DoD de 80 %)	33,55
Capacitate nominală de stocare a bateriei rezultată din dimensionarea tehnică	25
Energia absorbită anual de baterie	6538,42

Centrala fotovoltaică analizată are o putere instalată totală de 6731 kW, valoare fundamentată prin documentația tehnică a proiectului, confirmată prin Avizul Tehnic de Racordare și utilizată în simularea producției de energie electrică realizată cu aplicația PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). În urma simulării a rezultat o producție anuală estimată de 8173,27 MWh, valoare care constituie baza de calcul pentru dimensionarea sistemului de stocare și pentru evaluarea performanțelor energetice ale investiției.

În vederea valorificării optime a energiei electrice produse și a reducerii pierderilor asociate livrării excedentului în rețea, s-a prevăzut instalarea unui sistem de stocare cu o putere nominală de 6731 kW, egală cu puterea instalată a centralei fotovoltaice. Această soluție permite preluarea integrală a puterii disponibile în intervalele caracterizate prin producție ridicată și asigură flexibilitatea necesară pentru gestionarea eficientă a fluxurilor energetice dintre centrala fotovoltaică, sistemul de stocare și consumator.

În procesul de dimensionare a fost adoptată o adâncime maximă de descărcare (Depth of Discharge – DoD) de 80%, ipoteză utilizată în mod curent pentru sistemele moderne de stocare electrochimică, întrucât permite limitarea degradării acumulatorilor și menținerea performanțelor tehnice pe întreaga durată de exploatare.

Având în vedere condiția din ghidul solicitantului de a asigura o capacitate de stocare cu o durată de minimum 2 ore și maximum 4 ore, pentru sistemul fotovoltaic existent, de 6,73 MWp, cât și indicatorul ST.6 (Durata de stocare) ce impune condiția obligatorie ca E_use (energia efectiv utilizabilă din sistemul de stocare, determinată ca produs între capacitatea nominală și adâncimea de descărcare utilizabilă) sistemul de stocare poate fi de minim 16,85 MWh și de maxim 26,92 MWh.

La o capacitate nominală de 16,85 MWh energia utilizabilă (E_use) este de 13,48 MWh ce asigură o durată de stocare de 2h. La această capacitate se poate utiliza într-un an de zile o

cantitate de energie din baterie de 4792,20 MWh față de o producție a CEF de 8173,27 MWh, reprezentând un grad de stocare a energiei prin baterii de 58,63%.

Cantitatea de energie stocată cu un BESS de 16,85 MWh

Luna	Energia produsă lunar [MWh]	Energia produsă zilnic [MWh]	Energia stocată zilnic [MWh]	Energia stocată lunar [MWh]
Ianuarie	377,52	12,18	12,18	377,52
Februarie	467,13	16,68	13,48	377,44
Martie	696,87	22,48	13,48	417,88
Aprilie	783,86	26,13	13,48	404,40
Mai	848,93	27,38	13,48	417,88
Iunie	898,61	29,95	13,48	417,88
Iulie	980,99	31,64	13,48	417,88
August	930,09	30,00	13,48	417,88
Septembrie	751,85	25,06	13,48	404,40
Octombrie	663,65	21,41	13,48	417,88
Noiembrie	457,01	15,23	13,48	404,40
Decembrie	316,77	10,22	10,22	316,77
Total	**8173,27**	**268,38**	**157,20**	**4792,20**

La o capacitate nominală de 33,55 MWh energia utilizabilă (E_use) este de 26,84 MWh ce asigură o durată de stocare de 3,99 h. La această capacitate se poate utiliza într-un an de zile o cantitate de energie din baterie de 7842,81 MWh față de o producție a CEF de 8173,27 MWh, reprezentând un grad de stocare a energiei prin baterii de 95,96%.

Având în vedere simulările de mai sus, limita minimă eligibilă și limita maximă permisă de ghid a capacității de stocare, s-a considerat ca soluție tehnică optimă capacitatea nominală de 25 MWh, asigurând o valorificare ridicată a producției fotovoltaice fără supradimensionarea sistemului de stocare.

La o adâncime de descărcare utilizabilă de 80%, capacitatea de 25 MWh asigură o energie efectiv utilizabilă de 20 MWh, corespunzătoare unei durate echivalente de stocare de aproximativ 2,97 ore, în intervalul obligatoriu de 2 – 4 ore. La această capacitate se poate utiliza într-un an de zile o cantitate de energie de 6538,42 MWh față de o producție a CEF de 8173,27 MWh, reprezentând un grad de stocare a energiei prin baterii de 80,00%.

Cantitatea de energie stocată cu un BESS de 33,55 MWh

Luna	Energia produsă lunar [MWh]	Energia produsă zilnic [MWh]	Energia stocată zilnic [MWh]	Energia stocată lunar [MWh]
Ianuarie	377,52	12,18	12,18	377,52
Februarie	467,13	16,68	16,68	467,13
Martie	696,87	22,48	22,48	696,87
Aprilie	783,86	26,13	26,13	783,86
Mai	848,93	27,38	26,84	832,04
Iunie	898,61	29,95	26,84	832,04
Iulie	980,99	31,64	26,84	832,04
August	930,09	30,00	26,84	832,04
Septembrie	751,85	25,06	25,06	751,85
Octombrie	663,65	21,41	21,41	663,65
Noiembrie	457,01	15,23	15,23	457,01
Decembrie	316,77	10,22	10,22	316,77
Total	**8173,27**	**268,38**	**256,75**	**7842,81**

Analiza producției de energie electrică evidențiază caracterul sezonier al resursei solare, producția anuală estimată a centralei fotovoltaice fiind de 8.173,27 MWh, corespunzătoare unei producții medii zilnice de aproximativ 22,39 MWh/zi.

În lunile noiembrie – februarie, precum și în luna decembrie, producția zilnică variază între 10,22 MWh/zi și 16,68 MWh/zi, situându-se sub capacitatea maximă de stocare a sistemului. În aceste condiții, întreaga energie produsă poate fi acumulată în baterie, fără restricții impuse de capacitatea de stocare.

În intervalul martie – octombrie, producția zilnică depășește pragul de 20 MWh/zi, atingând valori cuprinse între 21,41 MWh/zi și 31,64 MWh/zi. În această perioadă, sistemul de stocare este încărcat complet în fiecare zi, energia stocată fiind limitată la capacitatea instalată de 20 MWh/zi. Excedentul de energie produs peste această valoare este disponibil pentru livrarea directă în rețeaua electrică sau pentru alimentarea consumatorilor în timp real.

În aceste condiții, energia totală stocată anual este de 6.538,42 MWh, reprezentând aproximativ 80% din producția anuală a centralei fotovoltaice. Diferența de aproximativ 1.634,85 MWh (20%) este generată în perioadele cu producție ridicată și poate fi valorificată prin injectare în rețea, contribuind suplimentar la veniturile proiectului.

Rezultatele obținute demonstrează că o capacitate de stocare de 20 MWh permite utilizarea integrală a bateriei pe întreaga perioadă cu producție solară ridicată, fără ca aceasta să rămână subutilizată. În același timp, în lunile cu producție redusă, capacitatea disponibilă este suficientă pentru a prelua întreaga energie generată.

Alegerea unei capacități mai mari decât minimul de 16,85 MWh este justificată de faptul că energia produsă de parcul fotovoltaic este valorificată financiar prin injectare în rețea și mai apoi compensată financiar cu locurile de consum ale UAT Reșița, și nu prin alimentarea directă a locurilor de consum. În acest context, bateria are rolul de a crește gradul de valorificare a energiei produse, prin stocarea energiei produsă în perioadele cu cerere minimă și livrarea acesteia în perioadele cu cerere mai mare, în special la vârfurile de consum, dimineața și seara. O capacitate minimă ar limita semnificativ această flexibilitate și ar reduce cantitatea de energie regenerabilă care poate fi valorificată prin stocare.

Nu a fost aleasă capacitatea maximă de 33,55 MWh deoarece diferența față de soluția propusă de 25 MWh este semnificativă, respectiv 8,55 MWh capacitate nominală suplimentară, ceea ce ar conduce la o creștere de aproximativ 34% a capacității instalate și implicit a costurilor aferente echipamentelor, sistemelor auxiliare, integrării electrice, managementului termic și lucrărilor de punere în funcțiune. Deși la 33,55 MWh se poate ajunge la o energie utilizabilă de 26,84 MWh și la un grad de stocare de 95,96% din producția anuală a CEF, beneficiul energetic suplimentar față de varianta de 25 MWh nu este proporțional cu costul suplimentar necesar pentru cei 8,55 MWh instalați în plus. Astfel, capacitatea de 25 MWh reprezintă o soluție mai eficientă tehnico-economic, evitând supradimensionarea sistemului și asigurând totodată un nivel ridicat de valorificare a energiei produse.

Prin această dimensionare se obține un echilibru între conformarea cu cerințele ghidului, valorificarea superioară a producției fotovoltaice, flexibilitatea de operare pe piața de energie și reducerea riscurilor tehnice aferente unei soluții dimensionate la limita maximă admisă.

Sistemul de stocare a energiei electrice, având o capacitate de 25 MWh, va fi amplasat direct pe sol, pe o platformă tehnică special amenajată în concordanță cu normele de proiectare și de siguranță aplicabile instalațiilor electroenergetice. Implementarea acestei soluții tehnice presupune respectarea unui set riguros de cerințe funcționale, menite să asigure operarea fiabilă, eficientă și în condiții de siguranță a bateriei, precum și integrarea optimă a acesteia în infrastructura energetică existentă.

Cantitatea de energie stocată cu un BESS de 25,00 MWh

Luna	Energia produsă lunar [MWh]	Energia produsă zilnic [MWh]	Energia stocată zilnic [MWh]	Energia stocată lunar [MWh]
Ianuarie	377,52	12,18	12,18	377,52
Februarie	467,13	16,68	16,68	467,13
Martie	696,87	22,48	20,00	620,00
Aprilie	783,86	26,13	20,00	600,00
Mai	848,93	27,38	20,00	620,00
Iunie	898,61	29,95	20,00	620,00
Iulie	980,99	31,64	20,00	620,00
August	930,09	30,00	20,00	620,00
Septembrie	751,85	25,06	20,00	600,00
Octombrie	663,65	21,41	20,00	620,00
Noiembrie	457,01	15,23	15,23	457,01
Decembrie	316,77	10,22	10,22	316,77
Total	**8173,27**	**268,38**	**214,31**	**6538,42**

Amplasarea la sol a unei baterii de 25 MWh necesită garantarea stabilităţii a terenului, astfel încât platforma suport să fie capabilă să preia atât încărcările statice, cât şi solicitările dinamice generate în timpul exploatării. Aceasta trebuie să prevină orice formă de tasare diferenţială, deplasare sau deformare structurală, asigurând funcţionarea continuă şi sigură a sistemului. În egală măsură, soluţia tehnică adoptată trebuie să ofere protecţie adecvată împotriva factorilor de mediu specifici zonei Reşiţa, incluzând variaţiile ample de temperatură, nivelurile ridicate de umiditate, precipitaţiile abundente, riscul de îngheţ-dezgheţ şi acumulările de zăpadă. Astfel, sunt necesare măsuri de drenaj, izolare şi protecţie climatică, dimensionate în conformitate cu recomandările producătorilor şi reglementările în vigoare.

Sistemul de stocare analizat prin prezentul Studiu de Fezabilitate este destinat exclusiv stocării energiei electrice produse de instalaţia fotovoltaică existentă şi utilizării ulterioare a acesteia, dar nu pe pieţe de echilibrare sau alte mecanisme comerciale neeligibile conform Ghidului solicitantului.

Compatibilitatea tehnică a sistemului de stocare propus cu instalaţia de producere a energiei electrice existentă este asigurată prin corelarea parametrilor funcţionali şi constructivi ai noii investiţii cu caracteristicile tehnice ale infrastructurii existente. Sistemul de stocare va

fi integrat la nivelul instalației electrice interne, prin intermediul unui sistem de conversie și management al energiei dimensionat corespunzător, fără a necesita modificări ale echipamentelor de producere, ale configurației centralei sau ale condițiilor de racordare existente.

Soluția tehnică propusă permite stocarea controlată a energiei electrice produse, prin utilizarea unor echipamente compatibile din punct de vedere al nivelului de tensiune, puterii instalate, frecvenței de funcționare și cerințelor de protecție și automatizare. Funcționarea sistemului este coordonată prin intermediul unui sistem de management energetic dedicat, care asigură integrarea operațională a capacității de stocare în cadrul instalației existente, cu respectarea parametrilor de performanță și siguranță prevăzuți de normele tehnice aplicabile.

În aceste condiții, implementarea sistemului de stocare nu implică modificarea instalației de producere existente, ci reprezintă o extindere funcțională a acesteia, având rolul de a crește flexibilitatea operațională, de a optimiza utilizarea energiei produse și de a contribui la îmbunătățirea eficienței energetice.

Echipamentele livrate trebuie să fie noi și să respecte cerințele de conformitate aplicabile (inclusiv marcaj CE) și standardele tehnice aplicabile, precum și legislația națională și europeană incidentă privind punerea pe piață și punerea în funcțiune. Nu se acceptă echipamente care fac obiectul unor interdicții/limitări rezultate din regimul de sancțiuni aplicabil la nivelul Uniunii Europene.

Proiectul prevede implementarea unui sistem integrat de management energetic (*Energy Management System – EMS*), împreună cu o infrastructură de contorizare dedicată, care va permite monitorizarea și înregistrarea distinctă a fluxurilor energetice relevante pentru exploatarea instalației. Sistemul va asigura evidențierea separată a energiei produse din surse regenerabile, a energiei electrice încărcate și descărcate din sistemul de stocare, a energiei preluate din rețeaua electrică, precum și, după caz, a energiei livrate în rețea.

Prin intermediul funcțiilor de monitorizare, control și optimizare, EMS-ul va permite gestionarea eficientă a fluxurilor de energie, contribuind la *creșterea gradului de autoconsum și la utilizarea optimă a capacității de stocare*. Modul de încărcare și descărcare a bateriilor va fi configurat astfel încât să maximizeze valorificarea energiei produse local, să reducă dependența de energia preluată din rețea și să contribuie la creșterea flexibilității și eficienței energetice a obiectivului, cu respectarea cerințelor tehnice și de reglementare aplicabile.

Obiectivul investiției îl reprezintă implementarea unui sistem de stocare a energiei electrice (BESS – Battery Energy Storage System), integrat în cadrul centralei fotovoltaice

existente, având ca scop principal echilibrarea producției de energie și optimizarea fluxurilor energetice la nivelul instalației și al rețelei de distribuție.

Implementarea sistemului BESS va permite:

- stocarea energiei electrice excedentare generate în perioadele cu iradiere solară ridicată;
- livrarea controlată a energiei stocate în intervalele caracterizate prin cerere crescută sau prin reducerea producției fotovoltaice;
- îmbunătățirea calității energiei electrice livrate și diminuarea dezechilibrelor la nivelul rețelei

Principalii parametri tehnici generali:

Parametru	Simbol	Valoare estimată	Unitate
Capacitatea nominală BESS	E_{BESS}	25,00	MWh
Energia utilă stocată	EAA	6538,42	MWh/an
Tensiune nominală de racordare cu CEF	U_n	20.000	V

Instalația de stocare propusă va fi amplasată în incinta existentă a parcului fotovoltaic, în imediata vecinătate a tabloului general de distribuție / postului de transformare aferent parcului fotovoltaic.

Investiția se realizează în incinta parcului fotovoltaic, fără extinderea terenului aferent obiectivului. Implementarea BESS presupune lucrări noi de construcții și instalații pentru platforme și reazeme, circulații tehnologice, drenaj, împrejmuire, rețele electrice, iluminat și celelalte amenajări descrise în soluția tehnică.

Un alt aspect fundamental îl constituie conformitatea cu cerințele de securitate la incendiu, având în vedere caracteristicile electrochimice ale bateriei. Amplasamentul trebuie să respecte distanțele de siguranță, să permită acces rapid în caz de urgență și să fie dotat cu sisteme de detecție, alarmare și intervenție adaptate riscurilor specifice stocării electrochimice. Totodată, proiectul trebuie să asigure acces facil pentru personalul de operare și mentenanță, prin configurarea platformei astfel încât să permită efectuarea intervențiilor tehnice, inspecțiilor periodice și înlocuirii componentelor în condiții de siguranță și eficiență operațională.

Din punct de vedere tehnic, a fost analizată integrarea sistemului BESS în arhitectura electrică existentă, astfel încât:

- să nu afecteze funcționarea centralei fotovoltaice;
- să permită injectarea/absorbția controlată a energiei electrice în SEN;
- să asigure acces facil pentru operare și mentenanță.

Varianta constructivă propusă este cea containerizată, complet echipată, conținând:

- module de baterii Li-ion;
- sistem de conversie bidirecțional (PCS – Power Conversion System);
- echipamente de protecție și control;
- sistem HVAC de climatizare;
- SOFT DE MANAGEMENT cu posibilitate de incadrare SCADA existenta;
- tablouri de medie/joasă tensiune pentru conexiunea la SEN.

Justificarea alegerii soluției constructive:

- soluție scalabilă și modulară, adaptabilă oricărui parc fotovoltaic;
- compatibilitate completă cu infrastructura electrică existentă;
- durată redusă de implementare;
- mentenanță simplificată;
- conformitate cu cerințele de siguranță, eficiență și protecție a mediului.

Strategia de operare a BES

Strategia de operare a sistemului BESS de 25 MWh are ca obiectiv principal creșterea utilizării eficiente a energiei produse de centrala fotovoltaică, prin stocarea energiei în intervalele cu producție ridicată și livrarea acesteia în intervalele cu cerere mare a locurilor de consum aparținând beneficiarului.

La o capacitate nominală de 25 MWh și o adâncime de descărcare de 80%, energia efectiv utilizabilă este de 20 MWh/ciclu. Raportat la puterea centralei fotovoltaice de 6,73 MWp, aceasta asigură o durată echivalentă de stocare de aproximativ 2,97 ore, suficientă pentru transferul energiei produse în intervalele de prânz către vârfurile de consum de dimineață și seară.

În exploatare, bateria va fi încărcată preponderent din producția fotovoltaică în intervalele cu radiație ridicată, când consumul este mai redus. Descărcarea va fi programată în intervalele cu consum crescut, în special seara, când producția fotovoltaică este redusă sau absentă, iar cererea este mai mare. Astfel, energia produsă în timpul zilei este deplasată către intervale cu cerere de energie mai ridicată.

Operarea nu va presupune obligatoriu un ciclu complet zilnic, ci va fi adaptată în funcție de prognoza de producție, starea de încărcare a bateriei și costul degradării echipamentelor.

Pe baza producției anuale estimate a centralei, de 8.173,27 MWh, sistemul BESS de 25 MWh poate absorbi prin baterie aproximativ 6538,42 MWh/an, reprezentând o pondere semnificativă din energia produsă. Această cantitate justifică operarea bateriei ca instrument de transfer al energie produse din perioada zilei pentru asigurarea autoconsumului aferent obiectivelor beneficiarului.

Pentru protejarea echipamentelor, exploatarea se va realiza cu respectarea limitelor tehnice recomandate de producător: DoD de 80%, limite de temperatură, puteri maxime de încărcare/descărcare, monitorizarea stării de încărcare și evitarea menținerii prelungite la niveluri extreme de încărcare. EMS/BMS va monitoriza permanent parametrii bateriei, inclusiv temperatura modulelor, tensiunile pe celule, curenții, echilibrarea modulelor și starea PCS-urilor, limitând automat funcționarea în cazul apariției unor abateri.

Echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse

Sistemul de stocare a energiei electrice (BESS) este compus din următoarele elemente principale:

Module de baterii Li-ion dispuse în containere climatizate, echipate cu sisteme de protecție la suprasarcină, supratensiune, scurtcircuit și temperatură excesivă. Fiecare container este prevăzut cu senzori de temperatură, umiditate și fum, sistem de ventilație automată, unitate de stingere cu gaz inert și sistem de monitorizare locală a parametrilor de mediu. Construcția containerelor asigură o izolare termică eficientă și o protecție mecanică ridicată, garantând funcționarea sigură în condiții ambientale extreme.

Montajul ansamblului de baterii, cu capacitatea energetică nominală totală de 25 MWh, cuprinde recepția tehnică la livrare, descărcarea și poziționarea containerelor pe reazemele pregătite, nivelarea și fixarea conform sistemului de ancorare, realizarea legăturilor de protecție și a conexiunilor DC, auxiliare și de comunicații. Se verifică integritatea modulelor, identificarea circuitelor, polaritățile, strângerile conexiunilor și etanșarea intrărilor de cabluri. Echipamentele BMS, de management termic și de detecție și protecție la incendiu livrate în configurația containerelor sunt conectate și verificate în cadrul aceluiași ansamblu. Integrarea cu PCS și EMS asigură operarea coordonată în limitele de tensiune, temperatură, curent și stare de încărcare ale bateriilor.

Conversia energiei este asigurată de un ansamblu de invertoare bidirecționale PCS, cu puterea activă nominală totală de 6,73 MW, conectat la bateriile de 25 MWh. Unitățile PCS

realizează conversia DC/AC și AC/DC, cu eficiența de conversie prevăzută în tabelul de parametri, controlul puterii active și reactive și sincronizarea cu rețeaua. Circuitele AC de putere sunt repartizate către postul de transformare al BESS, cu protecție și posibilitate de separare pentru fiecare ramură. Exploatarea prevăzută este în paralel cu rețeaua, cu încărcarea bateriilor din producția fotovoltaică și cu protecțiile de interfață și antiinsularizare necesare.

Montajul PCS cuprinde poziționarea și fixarea echipamentelor, conectarea circuitelor DC și AC, a conductorului de protecție, a alimentărilor auxiliare și a comunicațiilor, verificarea răcirii și parametrizarea protecțiilor și a comenzilor. Unitățile se integrează cu BMS și EMS pentru respectarea puterii totale prevăzute și a limitelor de funcționare ale bateriilor. O capabilitate constructivă de funcționare în insulă sau black-start nu constituie, prin ea însăși, un regim de exploatare aprobat pentru această instalație.

Sistemul de management al bateriei (BMS) asigură monitorizarea individuală a fiecărui modul de stocare, urmărind temperatura, curentul și tensiunea celulelor. BMS-ul efectuează echilibrarea activă și pasivă a celulelor pentru prelungirea duratei de viață a ansamblului și transmite datele de funcționare în timp real către nivelul superior de control. Sistemul permite diagnosticarea preventivă și gestionarea automată a alarmelor sau evenimentelor critice (supratemperatură, descărcare excesivă, dezechilibru de tensiune).

Software-ul de management energetic, integrat în platforma SCADA existenta, coordonează fluxurile de energie între sursa fotovoltaică, sistemul BESS, rețea și consumatorii interni. Acesta permite:

- Funcționarea în regimuri Peak Shaving și Load Shifting, pentru reducerea vârfurilor de sarcină și optimizarea costurilor energetice;
- Stocarea energiei excedentare produse în intervalele de vârf solar și descărcarea controlată în perioadele de consum ridicat;
- Analiza predictivă bazată pe algoritmi de optimizare energetică și prognoze meteorologice
- Controlul automat al invertoarelor PCS și al sistemelor BMS, în funcție de strategia de operare stabilită;
- Protecție cibernetică avansată, cu acces securizat, autentificare multi-nivel și jurnalizare completă a evenimentelor de sistem.

Sistemul EMS/SCADA este alcătuit din unitatea centrală de management energetic, interfețele de achiziție și comandă, stația de operare, echipamentele active de comunicații și programele necesare funcționării. Acesta preia măsurătorile de energie și putere, stările și alarmele BMS, PCS, posturilor de transformare și serviciilor auxiliare. BMS gestionează

protecția și parametrii bateriilor, EMS stabilește comenzile energetice în limitele disponibile, iar SCADA asigură vizualizarea, istoricul și operarea autorizată.

Lucrările de instalații cuprind infrastructura pasivă de comunicații, cablurile și terminațiile de date, fibra optică între zonele tehnologice, căile de protecție și circuitele de alimentare ale automatizării. Conexiunile locale folosesc interfețele compatibile ale echipamentelor. Comunicațiile către SCADA existent se realizează prin protocoale interoperabile, inclusiv Modbus TCP/IP și, pentru echipamentele care îl utilizează, IEC 61850. Alimentarea funcțiilor esențiale de control și comunicație se susține prin UPS.

Montajul cuprinde instalarea dulapurilor și echipamentelor active, conexiunile, configurarea adresării și a listelor de semnale, parametrizarea comenzilor și verificarea comunicațiilor. EMS coordonează încărcarea din producția fotovoltaică și descărcarea BESS, astfel încât schimbul de putere al ansamblului FV+BESS să respecte limitele ATR. Comenzile EMS sunt subordonate protecțiilor și automatizărilor obligatorii; pierderea comunicațiilor nu trebuie să anuleze funcțiile locale de protecție. Accesul de la distanță este autentificat, jurnalizat și separat de rețeaua de supraveghere video.

Sistemul BESS este proiectat pentru o durată de viață de minimum 15 ani și un număr de peste 6.000 cicluri de încărcare–descărcare. Componentele sunt conforme cu standardele internaționale și europene relevante, inclusiv:

- CE

Sistemul este echipat cu protecții integrate pentru:

- supracurent (OCP),
- supratemperatură (OTP),
- supratensiune (OVP),
- subtensiune (UVP),
- scurtcircuit (SCP),
- curent rezidual (RCD).

Întregul ansamblu este complet automatizat, cu funcții de autodiagnostic, autotestare și actualizare software OTA (Over-The-Air), ceea ce permite menținerea performanței optime în exploatare și reducerea timpilor de intervenție.

Pentru bateriile Li-ion utilizate în cadrul sistemului de stocare, producătorii trebuie sa garanteaze un număr de minim 6.000 cicluri la o adâncime de descărcare (DoD) de 80%.

Integrare și interoperabilitate

Sistemul de stocare este conceput modular, cu posibilitatea de extindere ulterioară a capacității prin adăugarea de module suplimentare. Arhitectura sa deschisă permite interoperabilitate deplină cu sistemele fotovoltaice existente și viitoare, prin protocoale de comunicație interoperabile, precum Modbus TCP/IP și IEC 61850, în funcție de interfețele echipamentelor integrate.

Software-ul de management energetic asigură integrarea directă cu infrastructura SCADA existenta și cu sistemele de monitorizare ale operatorului, permițând vizualizarea în timp real a fluxurilor energetice, a stării echipamentelor și a performanței întregului ansamblu.

Prin această integrare, sistemul BESS devine o componentă esențială în arhitectura energetică a amplasamentului, contribuind la stabilitatea și eficiența instalației, reducerea impactului rețelei asupra mediului și creșterea gradului de autonomie energetică.

Integrarea funcțional-arhitecturală

Din punct de vedere arhitectural și funcțional, amplasarea containerului BESS se face în zona tehnologică existentă a parcului, fără impact vizual semnificativ.

Volumul construcției se încadrează în ansamblul tehnologic al parcului, fiind similar unui container de echipamente electrice.

Accesul pentru exploatare și mentenanță se asigură prin circulațiile existente ale parcului și prin căile și platformele tehnologice noi din piatră spartă. Racordarea circuitelor de putere BESS se realizează la nivelul de 20 kV, prin PTAB propus; alimentarea consumatorilor auxiliari se asigură din distribuția JT de servicii proprii.

Echipamentele vor fi amplasate astfel încât să respecte normele privind distanțele minime de siguranță, ventilația și protecția împotriva incendiilor.

Sistem de supraveghere video inteligent cu analiză AI

Pentru asigurarea protecției fizice și a monitorizării perimetrale a amplasamentului de stocare, se propune implementarea unui sistem de supraveghere video IP inteligent, cu analiză bazată pe inteligență artificială (AI). Sistemul este conceput pentru funcționare continuă 24/7, în condiții exterioare variate, și este dimensionat pentru șase (6) camere IP amplasate strategic, astfel încât să acopere complet zonele de acces, perimetrul gardului și platformele de exploatare.

Sistemul este alcătuit din:

- 6 camere IP fixe de înaltă rezoluție (8 MP – 3840×2160 px), echipate cu senzori CMOS 1/1.2", lentile varifocale 2.8–6 mm, iluminare IR și albă până la 40 m, și carcasă cu protecție IP66 / IK10 pentru utilizare exterioară;
- 1 unitate de înregistrare video (NVR) cu suport pentru minim 8 canale IP, două hard disk-uri de 8 TB, stocare video 30 zile și ieșiri HDMI/VGA pentru vizualizare locală;
- 1 server de analiză AI dedicat, capabil să proceseze simultan fluxurile video ale celor 6 camere, cu GPU integrat (≥4 GB) și licențe AI incluse pentru detecția automată a persoanelor, vehiculelor, mișcării și pătrunderilor neautorizate;
- Stație de monitorizare (PC industrial cu două monitoare de 22") pentru dispeceratul local;
- Switch PoE gigabit (Power over Ethernet), care alimentează și interconectează toate camerele prin cablu UTP, asigurând o infrastructură simplificată și sigură;
- UPS de siguranță, care asigură funcționarea sistemului video minimum 2 ore în caz de întrerupere a alimentării.

Camerele sunt dispuse astfel încât să asigure:

- două camere pentru accesul principal și secundar (poartă, zonă auto);
- două camere pentru perimetrul lateral (gard și platforme);
- cameră pentru zona tehnică – container BESS;
- cameră pentru zona de încărcare / mentenanță.

Sistemul utilizează funcții avansate de analiză video AI, precum:

• detecție de mișcare, persoane, vehicule și animale;

• delimitare automată a zonelor de interes (linie virtuală, zonă de intruziune);

• alertare în timp real la evenimente (pătrundere neautorizată, oprire în perimetru, mișcare suspectă);

• detecție foc / fum / sunet neobișnuit (funcție software AI);

• analiză comportamentală simplificată (urmărirea traiectoriei obiectelor).

Sistemul este complet integrat cu infrastructura de iluminat inteligent. Astfel, la detecția mișcării, camerele pot transmite semnal către sistemul de iluminat, determinând creșterea automată a fluxului luminos în zona respectivă („iluminat adaptiv la prezență").

Integrarea dintre sistemul video și controlerul de iluminat se realizează printr-o interfață de comunicație compatibilă, pentru transmiterea evenimentelor și a comenzilor de iluminare, cu păstrarea comenzilor locale necesare exploatării.

Platforma de gestionare video (VMS)

Administrarea sistemului se realizează printr-o aplicație software dedicată (Video Management System – VMS), instalată pe serverul local.

Funcționalități principale:

- vizualizare live și playback simultan pentru cele 6 camere;
- arhivare automată și căutare rapidă după evenimente AI;
- export de capturi foto/video pentru rapoarte;
- acces securizat cu conturi de utilizator și autentificare pe două niveluri
- acces remote prin VPN pentru vizualizare de la distanță.

Aplicația oferă interfață intuitivă, generare automată de alerte (vizuale și sonore) și raportare centralizată a evenimentelor către dispeceratul local.

Sistemul de supraveghere respectă următoarele standarde:

- SR EN 50132, SR EN 62368, SR EN 55032, SR EN 61000 – compatibilitate electromagnetică și siguranță electrică;
- GDPR 2016/679 – protecția datelor personale și confidențialitatea înregistrărilor video;
- SR EN 50130-4 / 50130-5 – cerințe de fiabilitate și funcționare pentru sisteme de securitate electronică.

Monitorizarea accesului se realizează prin camerele orientate către porți, supravegherea perimetrului și înregistrarea evenimentelor de intruziune în platforma VMS. Configurația cu șase camere IP, NVR, analiză video, echipamente de comunicații și UPS permite vizualizarea locală și la distanță și arhivarea înregistrărilor. Echipamentele amplasate în exterior au protecția climatică și mecanică necesară amplasamentului; NVR, serverul și echipamentele centrale se instalează într-un spațiu tehnic protejat, cu condiții de mediu corespunzătoare.

Lucrările includ montarea suporților și camerelor, pozarea și protejarea cablurilor, realizarea alimentărilor și conexiunilor de date, instalarea echipamentelor centrale, configurarea utilizatorilor și a alarmelor și reglarea câmpurilor de vizualizare. Capacitatea efectivă de stocare se verifică pentru arhivarea prevăzută de 30 de zile, în raport cu numărul camerelor, rezoluția și regimul de înregistrare; UPS asigură autonomia prevăzută de minimum două ore. Funcțiile video pentru observarea fumului sau focului sunt complementare sistemelor dedicate de detecție și protecție ale BESS. Durata de viață estimată rămâne de peste 10 ani, iar garanția minimă solicitată pentru echipamentele principale este de 5 ani.

Prin implementarea acestui sistem video inteligent, se asigură:

- monitorizare completă a perimetrului;

- alertare automată și intervenție rapidă la evenimente de securitate;
- adaptarea iluminatului la evenimentele de acces și intruziune transmise de sistemul video;
- reducerea costurilor operaționale, prin funcționare autonomă și arhitectură simplificată.

Iluminatul exterior al zonei BESS se realizează cu corpuri LED pentru exterior, montate pe stâlpi metalici cu fundații proprii, amplasați pentru acoperirea porților, a circulațiilor, a perimetrului și a zonelor de intervenție la echipamente. Instalația cuprinde corpurile și accesoriile de montaj, stâlpii și fundațiile, tabloul de alimentare și comandă, cablurile, protecțiile electrice și legăturile la pământ. Alimentarea se asigură din distribuția de servicii auxiliare JT.

Comanda se realizează automat, în funcție de program și nivelul de iluminare naturală, cu posibilitate de comandă manuală pentru intervenții. Controlerul de iluminat permite comenzi de la sistemul de supraveghere pentru creșterea temporară a fluxului luminos în zonele în care se detectează acces sau mișcare. Distribuția luminii se orientează către suprafețele utile, limitând orbirea camerelor și a personalului și dispersia către vecinătăți. Montajul include pozarea circuitelor, echiparea tabloului, fixarea corpurilor, reglarea orientării și verificarea comenzilor și a protecțiilor.

Protecția la supratensiuni și împământarea

Pentru zona BESS se realizează o rețea de legare la pământ, coordonată și interconectată cu instalația de împământare a parcului fotovoltaic. Aceasta cuprinde electrozi orizontali și verticali, conductoare de legătură, bare de echipotențializare și puncte accesibile de verificare. La rețea se conectează carcasele containerelor, PCS, anvelopele și echipamentele posturilor de transformare, structurile metalice, stâlpii de iluminat și celelalte părți conductoare care necesită legare de protecție. Dimensionarea urmărește solicitarea termică la defect și limitarea tensiunilor de atingere și de pas, în raport cu curenții de defect și timpii de eliminare.

Protecția exterioară la trăsnet cuprinde dispozitive de captare, conductoare de coborâre și legături la priza de pământ. Poziționarea și clasa de protecție se stabilesc prin evaluarea riscului și verificarea volumelor protejate, incluzând containerele, PCS și posturile. Se verifică distanțele de separare și coordonarea cu instalația existentă. Protecția la supratensiuni se completează cu descărcătoare coordonate pe circuitele MT, JT, DC și de comunicații, alese pentru tensiunile și regimurile efective ale circuitelor.

Regimul TN-S privește circuitele de servicii auxiliare JT pentru care această schemă este adoptată. Regimul circuitelor de putere PCS, tratarea neutrului transformatoarelor și supravegherea izolației DC se coordonează cu schema electrică și protecțiile echipamentelor. La finalizarea lucrărilor se verifică continuitatea legăturilor, instalația LPS și parametrii prizei de pământ, cu consemnarea rezultatelor în documentele de verificare.

Containerul BESS va fi inclus în sistemul de protecție la trăsnet al parcului (LPS), prin legarea la priza de pământ comună cu echipamentele PV din vecinătate și prin realizarea unei legături de echipotențial local. Dimensionarea descărcătoarelor, a conductoarelor de protecție și a elementelor de echipotențializare se va realiza conform SR EN 62305 și SR EN 61643, asigurând condiții de siguranță pentru personal și echipamente în cazul supratensiunilor și al loviturilor de trăsnet.

Integrarea bateriei de 25 MWh în sistemul energetic presupune și existența unei conectivități optime la infrastructura electrică existentă, printr-o soluție care să minimizeze pierderile de energie, să faciliteze preluarea și livrarea puterii în mod rapid la cererea de consum a beneficiarului. Pentru a asigura funcționarea în parametri optimi, este necesară implementarea unor sisteme performante de ventilație, disipare termică și management al temperaturii, dat fiind că variațiile termice necontrolate pot afecta performanța și durata de viață a bateriei.

Amplasarea la sol impune integrarea unor sisteme de monitorizare și securitate, care să prevină accesul neautorizat, vandalismul sau orice altă intervenție externă necontrolată, precum și instrumentarea continuă a parametrilor critici de funcționare, pentru a detecta și preveni eventualele neconformități sau disfuncționalități. Nu în ultimul rând, soluția tehnică adoptată trebuie să fie în deplină conformitate cu normele de protecție a mediului, incluzând măsuri de prevenire a poluării solului și subsolului, gestionarea corectă a eventualelor materiale periculoase și respectarea reglementărilor privind protecția teritoriului și urbanismul.

Prin urmare, amplasarea pe sol a unei baterii de 25 MWh presupune adoptarea unei soluții tehnice integrate, fundamentate pe criterii de siguranță, eficiență energetică, durabilitate și compatibilitate cu infrastructura de sistem, asigurând astfel funcționarea optimă a investiției și îndeplinirea obiectivelor operaționale și strategice asociate acesteia.

Postul de transformare

Integrarea BESS la nivelul de 20 kV se realizează prin un post de transformare, echipat cu două transformare de 4.600 kVA în anvelope prefabricate din beton. Postul cuprinde compartimentele și echipamentele MT, transformatorul, distribuția JT aferentă PCS,

protecțiile, circuitele de comandă și serviciile auxiliare necesare. Tensiunea JT a transformatoarelor se corelează cu tensiunea nominală de ieșire a PCS. Anvelopele asigură separarea compartimentelor, accesul pentru manevre și mentenanță, ventilarea și protecția echipamentelor la condițiile de mediu.

Montajul cuprinde poziționarea anvelopelor pe infrastructura de beton, montarea și fixarea transformatoarelor și a echipamentelor, realizarea conexiunilor JT și MT, a circuitelor de comandă și a legăturilor de protecție, precum și etanșarea acceselor de cablu. Pentru transformatoarele cu lichid izolant se asigură retenția scurgerilor, separată de evacuarea apelor pluviale. Protecțiile transformatoarelor se corelează cu tipul constructiv efectiv și cu celulele de comutație.

Pe partea de 20 kV, posturile BESS se conectează la instalația de medie tensiune a parcului fotovoltaic. În postul/modulul de conexiune al parcului se prevede celula de linie dedicată BESS, împreună cu racordurile și integrarea protecțiilor și a semnalelor. Puterea activă totală a PCS rămâne 6,73 MW; puterea aparentă cumulată a celor două transformatoare este 9.200 kVA și nu reprezintă o majorare a puterii aprobate pentru evacuare.

La nivelul modulului de conexiune în anvelopă / postului de transformare aferent parcului fotovoltaic se va monta o celulă de linie pentru realizarea legăturii cu sistemul de stocare în baterii.

În conformitate cu Regulamentul (UE) 2024/573 privind gazele F-gas, utilizarea gazului SF_6 ca mediu de stingere sau izolație în echipamente noi de medie tensiune (inclusiv celule) va fi interzisă începând cu 1 ianuarie 2026 pentru echipamente până la 24 kV, iar ulterior și pentru alte categorii de echipamente ca parte a strategiei UE de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră și a impactului climatic al instalațiilor electrice.

Prin urmare, posturile din cadrul proiectului vor fi dotate cu celule cu mediu de stingere alternativ non-SF_6, astfel încât să respecte prevederile acestui regulament european și să asigure compatibilitatea cu termenele de eliminare treptată a SF impuse pentru noile instalații electrice de medie tensiune.

Această soluție tehnică va asigura conformitatea investiției cu cadrul legislativ european actual și cu obiectivele de mediu privind eliminarea treptată a gazelor fluorurate cu potențial ridicat de încălzire globală (precum SF).

Parametrii transformatoarelor:

Putere nominală: 4600 kVA ± toleranțe admise conform SR EN 60076.

Niveluri de tensiune:

- primar: 20 kV,
- secundar: 690–800 V (compatibil cu invertorul/PCS).

Răcire: ONAN sau echivalent, pentru funcționare continuă.

Clasă de izolație: conform SR EN 60076-3.

Pierderi admise: încadrate în limitele normative pentru transformatoare de distribuție de medie tensiune.

Protecții integrate:

- releu termic și senzori PT100 pentru înfășurări,
- protecție gaz (Buchholz) pentru transformatoare în ulei,
- protecție diferențială (unde este cazul),
- protecții maximale de curent pe fiecare înfășurare.

Condiții de împământare: legarea carcaselor și a părților conductoare accesibile la rețeaua de împământare a amplasamentului, cu dimensionare la curenții de defect și verificarea tensiunilor de atingere și de pas. Tratarea neutrului și regimul circuitelor JT se stabilesc în coordonare cu schema PCS–transformator și cu protecțiile aferente.

Conectare la rețea: compatibilitate cu schema de protecție și celulele MT ale stației.

Legăturile electrice se realizează prin circuite DC între baterii și PCS, circuite AC de joasă tensiune între PCS și PTAB propus și circuite de 20 kV între PTAB BESS și instalația de medie tensiune a postului parcului fotovoltaic. Racordarea se face la nivelul de 20 kV prin celula dedicată BESS.

Lucrările de traseu cuprind identificarea rețelelor existente, trasarea, săpătura, pregătirea patului de pozare, montarea tuburilor și protecțiilor la traversări, pozarea cablurilor, realizarea terminațiilor, marcarea, umplerea și compactarea în straturi, precum și refacerea suprafețelor afectate. Cablurile se pozează pe suport și în material de umplutură adecvate condițiilor termice și mecanice, cu respectarea razelor de curbură, eforturilor de tragere, distanțelor dintre circuite și separării față de comunicații și alte utilități.

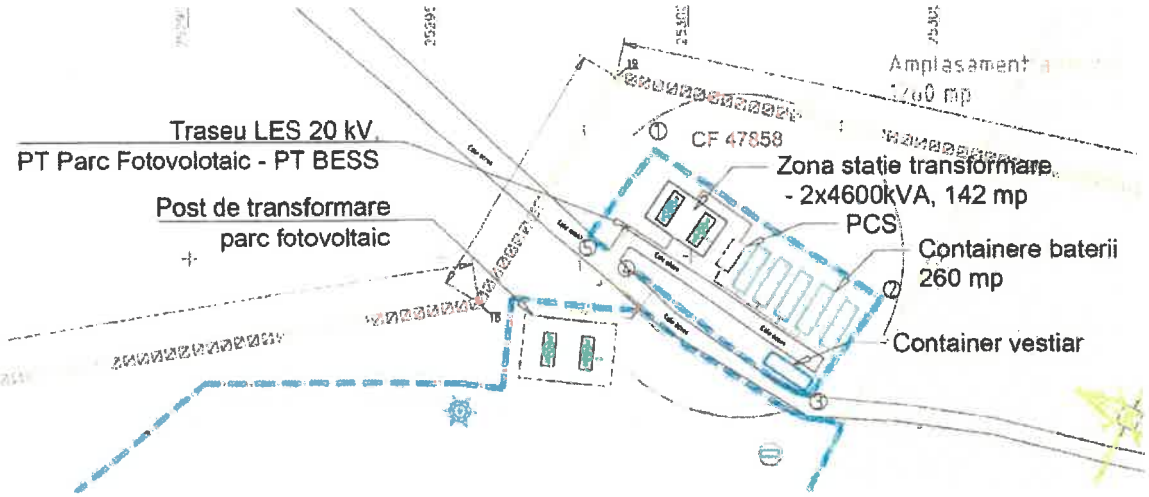
Secțiunile și alcătuirea circuitelor se dimensionează la curentul de funcționare, condițiile reale de pozare, căderea de tensiune și solicitarea la scurtcircuit. Intrările în containere și posturi se etanșează împotriva apei și se protejează mecanic. Înainte de punerea sub tensiune se efectuează identificarea fazelor și a polarităților, verificarea continuității, a izolației și a conexiunilor, cu documentarea traseelor executate.

Invertoarele prin construcția și modul lor de funcționare, vor oferi un grad maxim de siguranță la montaj și in exploatare, funcții de sincronism cu tensiunea și frecvența rețelei, precum și protecțiile respectiv automatizările cerute pentru a proteja consumatorii rețelei electrice de distribuție, precum:

- protecție la tensiune maximă și minimă;
- protecție la frecvență maximă și minimă;
- protecție împotriva conectării în lipsa tensiunii din rețea sau protecție anti insularizare;

Invertoarele monitorizează continuu rețeaua de energie electrică. În cazul unor condiții anormale în rețea, invertorul oprește alimentarea în rețeaua electrică. Monitorizarea rețelei se realizează prin supravegherea tensiunii și frecvenței, iar atunci când se detectează o abatere semnificativă, invertorul se decuplează (funcția de anti-insularizare).

În figura de mai jos sunt prezentate suprafețele disponibile pentru montajul echipamentelor.



Stabilirea suprafețelor disponibile

Soluțiile propuse vor fi validate în faza de proiectare, după întocmirea unor expertize tehnice privind integritatea structurală a suprafețelor de implementare a bateriilor propuse, după caz.

În continuare sunt descrise soluțiile posibile de instalare a Bateriilor, in funcție de destinație, distribuția, transportul și injecția energiei produse prin conectarea invertoarelor la tablourile de distribuție sau generale, după caz, din instalația beneficiarului.

Dimensionarea sistemului de stocare la o capacitate de stocare de 25 MWh are la bază atât analiza profilului de producție și consum, cât și cerințele tehnice și de durabilitate impuse

de tehnologia de stocare. Strategia de operare a sistemului de stocare este fundamentată pe analiza profilului de consum al beneficiarului și pe caracteristicile de producție ale sursei regenerabile de energie. Sistemul de baterii va funcționa cu prioritate pentru stocarea excedentelor de energie produse local și neutilizate instantaneu, contribuind la creșterea gradului de autoconsum și la reducerea energiei preluate din rețeaua electrică.

Încărcarea bateriilor se va realiza în perioadele în care producția de energie regenerabilă depășește consumul obiectivului, iar descărcarea va avea loc în intervalele cu deficit de producție sau în perioadele cu cerere ridicată de energie. Funcționarea sistemului va fi gestionată prin intermediul unui sistem de management energetic (EMS), care va monitoriza în timp real producția, consumul și starea de încărcare a bateriilor, optimizând fluxurile energetice în funcție de condițiile de operare.

Prin aplicarea acestei strategii se urmărește maximizarea valorificării energiei produse din surse regenerabile, reducerea dependenței față de rețeaua de distribuție, diminuarea pierderilor energetice și creșterea flexibilității operaționale a instalației. Parametrii de funcționare ai sistemului de stocare vor fi adaptați profilului de consum al beneficiarului, astfel încât capacitatea disponibilă să fie utilizată eficient și să contribuie la îmbunătățirea performanței energetice generale a obiectivului.

În contextul specific al proiectului, s-a stabilit ca, în lunile de vară, bateria să fie operată cu un grad maxim de încărcare de 80% din capacitatea nominală, ceea ce corespunde unei capacități utile de aproximativ 20 MWh, tocmai pentru a asigura un compromis optim între utilizarea eficientă a energiei regenerabile disponibile și protejarea duratei de viață a bateriei.

Această limitare a nivelului maxim de încărcare este justificată, în primul rând, prin considerente de fiabilitate și durată de viață. Exploatarea repetată a bateriilor la 100% stare de încărcare (State of Charge – SoC) conduce, potrivit recomandărilor producătorilor și practicii curente în exploatarea sistemelor de stocare, la accelerarea fenomenelor de degradare electrochimică și, implicit, la reducerea numărului de cicluri utile de încărcare–descărcare. Operarea într-o fereastră de lucru restrânsă reduce semnificativ stresul asupra celulelor, contribuie la menținerea parametrilor de performanță în timp și optimizează costul total de proprietate al investiției (cost/kWh stocat efectiv pe durata de viață).

Rezultatele referitoare la producția medie zilnica lunara a panourilor fotovoltaice deja instalate sunt prezentate în tabelul următor.

Energia medie zilnică produsă

Luna	Energie produsă [MWh]
Ianuarie	12,18
Februarie	16,68
Martie	22,48
Aprilie	26,13
Mai	27,38
Iunie	29,95
Iulie	31,64
August	30,00
Septembrie	25,06
Octombrie	21,41
Noiembrie	15,23
Decembrie	10,22

Dimensionarea la o capacitate de stocare de 25 MWh, cu utilizare efectivă maximă de 80% în perioadele de vară, permite preluarea unei părți semnificative a surplusului de energie regenerabilă generat în intervalele cu radiație solară ridicată sau cerere redusă, asigurând absorbția vârfurilor de producție și reducerea necesității de limitare (curtailment) a producției. Capacitatea utilă de circa 20 MWh este astfel corelată cu profilul estimat al excedentului de energie în lunile de vară, asigurând posibilitatea de a stoca energia disponibilă într-o singură zi cu producție ridicată și de a o livra în perioadele de consum crescut sau de preț mai avantajos în piață.

Menținerea unui plafon de încărcare de 80% în lunile de vară contribuie la protejarea sistemului de stocare și la prelungirea duratei sale de viață. Operarea constantă la un nivel maxim de încărcare poate accelera degradarea bateriilor, în special în perioadele cu temperaturi ridicate, când stresul termic și electrochimic este mai pronunțat. Prin limitarea încărcării la un nivel inferior capacității maxime teoretice, sistemul funcționează într-un regim mai favorabil din punct de vedere tehnic, reducând uzura componentelor și menținând performanța pe termen lung.

De asemenea, ținând seama de condițiile climatice specifice perioadei de vară, caracterizate prin temperaturi exterioare ridicate, operarea la maxim 80% din capacitate

contribuie la menținerea regimurilor termice interne ale bateriilor în intervale de siguranță, reducând solicitările asupra sistemelor de climatizare și limitând riscul apariției unor fenomene de supraîncălzire. Această abordare îmbunătățește nivelul de siguranță în exploatare și reduce consumurile auxiliare asociate răcirii, crescând astfel eficiența globală a sistemului.

Alegerea unei capacități de stocare de 25 MWh, în condițiile în care în lunile de vară se prevede utilizarea maximă a circa 80% din această capacitate, reprezintă o soluție tehnico–economică echilibrată. Ea permite valorificarea eficientă a energiei regenerabile disponibile, asigură flexibilitate operațională pentru gestionarea energiei regenerabile produse local și menține, în același timp, un nivel ridicat de fiabilitate și durabilitate a sistemului de stocare, în concordanță cu bunele practici și recomandările tehnice din domeniu.

Pe parcursul unui interval anual complet de operare, sistemul de stocare acumulează o cantitate totală de energie 6538,42 MWh, valoare care reflectă capacitatea efectivă de preluare și gestionare a energiei în condițiile reale de funcționare ale instalației. Această cantitate anuală stocată constituie un indicator relevant al performanței operaționale a sistemului, evidențiind atât potențialul său de integrare în rețea, cât și contribuția la optimizarea fluxurilor energetice și la echilibrarea producției și consumului în cadrul Sistemului Electroenergetic Național.

Soluția constructivă și integrarea în amplasament

Pentru susținerea echipamentelor se realizează o platformă din beton armat, cu zone de reazem și ancorare adaptate containerelor BESS, unităților PCS și echipamentelor auxiliare. Reazemele posturilor de transformare și ale containerului birou/vestiar se corelează cu aceeași amenajare tehnologică. Soluția include pregătirea terenului de fundare, strat suport granular compactat, beton de egalizare, elementele din beton armat, rosturile și piesele de ancorare. Golurile și traversările pentru cabluri se prevăd înaintea betonării, astfel încât să nu fie necesare intervenții ulterioare asupra elementelor de rezistență.

Capacitatea portantă și controlul tasărilor se fundamentează pe datele geotehnice, masele echipamentelor și încărcările din montaj și exploatare. Cotele de amplasare și pantele zonelor libere dirijează apele către sistemul de colectare pluvială, fără acumulări la ușile echipamentelor sau la intrările de cabluri. Suprafețele rămân accesibile pentru inspecție, întreținere și înlocuirea componentelor.

Accesul la zona BESS se asigură din circulațiile existente ale parcului fotovoltaic, prin căi de acces și platforme tehnologice noi, cu îmbrăcăminte din piatră spartă. Lucrările cuprind decaparea stratului vegetal pe amprenta amenajată, pregătirea și compactarea patului, realizarea fundației granulare și a stratului de piatră spartă compactată, precum și racordarea la

cotele circulațiilor existente. Alcătuirea și grosimile straturilor se dimensionează în raport cu terenul de fundare și cu sarcinile vehiculelor de transport, mentenanță și intervenție.

Căile și platformele asigură apropierea de echipamente, manevrarea vehiculelor și accesul pentru intervenții. Pantele transversale și longitudinale se corelează cu drenajul, iar marginile și traversările rețelelor se protejează împotriva eroziunii și degradării. Zonele de calare a utilajelor de ridicare se verifică distinct la încărcările din montaj.

Amenajarea include un sistem de colectare și evacuare controlată a apelor pluviale de pe platformele betonate și circulațiile tehnologice. Apele sunt conduse gravitațional prin pantele suprafețelor către rigole perimetrale și cămine accesibile pentru inspecție, curățare și decolmatare. Execuția cuprinde săpăturile, pregătirea patului, montarea elementelor de colectare și a racordurilor, refacerea umpluturilor și protejarea traversărilor carosabile. Capacitatea hidraulică se corelează cu suprafețele colectate și cu precipitația de calcul.

Traseele și evacuarea se integrează în amenajarea amplasamentului, conform condițiilor topografice și de mediu, fără băltire lângă echipamente, inundarea traseelor de cabluri sau transferarea necontrolată a scurgerilor către vecinătăți. Colectarea apelor pluviale necontaminate se separă de retențiile aferente eventualelor scurgeri de lichide din echipamente. Sistemul permite izolarea și reținerea apelor potențial contaminate rezultate dintr-un incident, în corelare cu măsurile de securitate la incendiu.

Zona tehnologică BESS se delimitează prin împrejmuire metalică, realizată din panouri și stâlpi protejați anticoroziv, fixați în fundații din beton. Împrejmuirea include porți pentru accesul personalului și al vehiculelor de transport, întreținere și intervenție, echipate cu dispozitive de închidere și semnalizare de securitate. Amplasarea gardului și sensurile de deschidere a porților se corelează cu accesul la echipamente, distanțele de siguranță și căile de intervenție.

Lucrările cuprind trasarea, săpăturile și fundațiile stâlpilor, montarea panourilor și porților, reglajele și protecțiile anticorozive ale îmbinărilor. Împrejmuirea nouă se racordează funcțional la delimitările existente ale parcului. Tratarea electrică a părților metalice și a porților se coordonează cu proiectul de împământare, inclusiv cu verificarea potențialelor transferate în exteriorul incintei.

Se prevede un container modular cu destinație de birou și vestiar, destinat activităților personalului de exploatare și mentenanță. Construcția are structură metalică protejată anticoroziv, închideri termoizolante, acoperiș etanș și pardoseală adecvată utilizării curente. Compartimentarea asigură zona de lucru și zona de vestiar, cu acces separat funcțional față de

echipamentele de putere. Containerul este echipat cu instalație electrică interioară pentru iluminat și prize, tablou de protecție, încălzire/răcire și ventilare.

Montajul cuprinde transportul și poziționarea pe reazemele din beton, nivelarea, ancorarea, racordarea la serviciile auxiliare JT, legarea de protecție și realizarea conexiunilor de comunicații necesare funcțiunii. Lucrările de susținere se coordonează cu platforma betonată. Modulul are destinație permanentă pentru exploatarea investiției și se evidențiază distinct față de dotările temporare ale organizării de șantier.

Containerele bateriilor sunt proiectate modular, cu structură metalică rigidă, izolație termică și protecție la agenți atmosferici, având rezistență ridicată la variații climatice, coroziune și solicitări mecanice. Amplasarea la sol este realizată în conformitate cu normele de distanțare pentru siguranță la incendiu, întreținere și acces operativ.

Din punct de vedere funcțional-arhitectural, sistemul este organizat în module independente, montate în containere standardizate, fiecare container găzduind unul sau mai multe stringuri de baterii, echipamente de management și senzori. Această structură modulară permite extinderea ulterioară a capacității sistemului și facilitarea intervențiilor de mentenanță.

Accesul se realizează prin zone tehnice echipate cu uși metalice securizate, ventilație mecanică, iluminat de siguranță și sisteme de supraveghere video. Spațiile sunt organizate astfel încât să se asigure circulația naturală și forțată a aerului, menținerea temperaturii în intervalele recomandate de producător, precum și condiții optime pentru operarea continuă.

Din punct de vedere tehnologic, bateria de 25 MWh este echipată cu un sistem de management al bateriei (BMS) care monitorizează și controlează parametrii electrochimici ai fiecărei celule, limitând riscurile de supraîncălzire, suprasarcină sau descărcare excesivă. BMS-ul asigură egalizarea celulelor, monitorizarea temperaturilor, diagnosticarea în timp real și înregistrarea datelor pentru analiza ulterioară.

Energia este transferată bidirecțional între baterii și instalația electrică a parcului prin ansamblul PCS de 6,73 MW și cele două transformatoare de câte 4.600 kVA, cu racordare la 20 kV. În strategia de exploatare adoptată, bateriile se încarcă din producția fotovoltaică, iar descărcarea este coordonată de EMS, cu respectarea limitelor de putere ale ansamblului FV+BESS prevăzute în ATR.

Sistemele auxiliare includ: unități HVAC pentru controlul temperaturii, sisteme de detectare și stingere a incendiilor (aerosol, inertizare sau agent gazos, în funcție de tehnologia bateriei), senzori de gaz, sisteme SCADA pentru control și monitorizare la distanță, precum și echipamente de protecție electrică și comutație.

Performanțe operaționale

Bateria de 25 MWh este proiectată pentru a asigura:

- timp de răspuns rapid;
- cicluri repetate de încărcare/descărcare cu degradare minimă;
- funcționare fiabilă în regim continuu;
- stabilizarea rețelei în situații de avarie sau întreruperi temporare.

Considerații de siguranță și protecție

Întregul sistem respectă standardele internaționale privind siguranța bateriilor, protecția împotriva incendiilor, securitatea electrică și protecția mediului. Containerele sunt echipate cu: senzori pentru temperatură și fum, supape de presiune, sisteme de izolare automată în caz de avarie și cu sisteme de stingere adecvate tipului de celule electrochimice utilizate.

Indicatori proiect

Indicatori obligatorii la nivel de proiect

Indicator	Obiectiv specific	Valoare-țintă	Rezultat asociat
1.1 – Capacitatea nou instalată de stocare	OS1 – Instalarea, racordarea și punerea în funcțiune a unei capacități noi de stocare a energiei electrice „în spatele contorului", conectată la parcul fotovoltaic existent de 6731 kWp, în termen de maximum 24 de luni de la semnarea contractului și fără depășirea datei de 31.12.2029	25 MWh	Sistem BESS $LiFePO_4$ (LFP) funcțional de 25 MWh, integrat cu centrala fotovoltaică existentă.
1.2 – Reducerea emisiilor de CO_2	OS2 – Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră, începând cu anul ulterior finalizării, prin valorificarea locală a 6538,42 MWh/an energie regenerabilă stocată	3.270,68 tCO_2/an	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră în cuantum de 3.270,68 tCO_2/an care contribuie la decarbonizarea sectorului energetic local.

Definire I.1: Capacitate nou instalată de stocare a energiei electrice, exprimată în MWh, în anul ulterior finalizării proiectului.

Definire I.2: Stabilirea reducerilor emisiilor de CO_2 rezultate în urma montării unui sistem de stocare a energiei electrice, în anul ulterior finalizării proiectului.

Energia absorbită, într-un an, din instalația de producție de energie din surse regenerabile la care este conectată instalația de stocare (MWh/an).

Formulă de calcul I.2: $E_{AA}*F_{emisii}*\eta$= Reducere CO_2 , unde

E_{AA} – Energia absorbită anual de baterie [MWh/an]

F_{emisii} – Factor de emisii – 0,5885 tCO_2/MWh

η – Randamentul sistemului de stocare (stabilit prin fisa tehnică)

Pentru verificarea îndeplinirii acestui indicator solicitantul va prezenta în etapa de monitorizare un raport de audit electroenergetic, care va cuprinde inclusiv calculul emisiilor de gaze cu efect de seră reduse/evitate ca urmare a implementării investiției. Pentru calculul emisiilor se va utiliza factorul specific de emisii de 0,5885 tCO_2/MWh. Factorul de emisii de CO_2 mediu ponderat la nivel național per MWh produs din surse fosile este 0,5885 tone CO_2/MWh. Acesta este determinat în baza raportului ANRE pentru anul 2023.

EAA = 6538,42 MWh/an

Femisii = 0,5885 tCO_2/MWh (valoare fixă din Ghid)

η = randamentul sistemului – valoarea standard 0,85

Indicatori obligatorii la nivel de proiect

Indicator	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitatea de măsură
ST.1	**Puterea instalată a centralei existente (P_RES)**	6731	kW
ST.2	**Puterea nominală a stocării (P_stoc)**	6731	kW
ST.3	**Capacitatea nominală a stocării (E_nom)**	25000	kWh
ST.4	**Adâncimea de descărcare utilizabilă (DoD)**	0,8	-
ST.5	**Energia utilizabilă (E_use)**	20000	kWh
ST.6	**Durata de stocare (T)**	2,97	h

ST.1 – Puterea instalată a centralei existente (P_RES) = puterea instalată (kW)

P_RES = puterea instalată a centralei de producere a energiei electrice din surse regenerabile existentă, la care se conectează sistemul de stocare.

Metodologie de calcul: P_RES se preia din documentația tehnică/contractuală a instalației existente (valoarea de putere instalată declarată și/sau înscrisă în documentele de racordare/recepție).

Formula: P_RES = puterea instalată a centralei existente (kW).

Document suport: Autorizatie Tehnica de Racordare 24958768/16.12.2024

ST.2 – Puterea nominală a stocării (P_stoc) (kW)

P_stoc = puterea nominală (de încărcare/descărcare) a sistemului de stocare propus, necesară pentru operarea în regim de autoconsum/optimizare consum la locul de consum vizat.

Metodologie de calcul: P_stoc se stabilește în Studiul de fezabilitate ca parametru minim al soluției propuse, pe baza strategiei de operare (încărcare/descărcare) și a necesității de a prelua energia produsă de instalația existentă și/sau de a acoperi vârfuri de consum. P_stoc se confirmă prin fișa tehnică la achiziție/recepție.

Formula: P_stoc = putere nominală sistem stocare (kW).

Documente suport: fișă de parametri minimi asumați în SF.

ST.3 – Capacitatea nominală a stocării (E_nom) (kWh)

E_nom = capacitatea nominală a sistemului de stocare propus (energia stocabilă nominală), utilizată pentru determinarea energiei utilizabile și a duratei echivalente de stocare.

Metodologie de calcul: E_nom se stabilește în Studiul de fezabilitate ca parametru minim al soluției propuse, astfel încât să permită îndeplinirea condiției de eligibilitate privind durata de stocare (ST.6). E_nom se confirmă prin fișa tehnică la achiziție/recepție.

Formula: E_nom = capacitate nominală sistem stocare (kWh).

Documente suport: fișă de parametri minimi asumați în SF.

ST.4 – Adâncimea de descărcare utilizabilă (DoD) (-)

DoD = adâncimea maximă de descărcare utilizabilă a sistemului de stocare (Depth of Discharge), utilizată pentru determinarea energiei efectiv utilizabile din capacitatea nominală.

Metodologie de calcul: DoD se stabilește în Studiul de fezabilitate ca parametru minim asumat al soluției propuse, în concordanță cu specificațiile uzuale ale tehnologiei utilizate. DoD se confirmă prin fișa tehnică la achiziție/recepție.

Formula: DoD = adâncimea de descărcare utilizabilă (-).

Documente suport: fișă de parametri minimi asumați în SF.

ST.5 – Energia utilizabilă (E_use) = E_nom × DoD (kWh)

E_use = energia efectiv utilizabilă din sistemul de stocare, determinată ca produs între capacitatea nominală și adâncimea de descărcare utilizabilă.

Metodologie de calcul: E_use se determină în Studiul de fezabilitate pe baza valorilor E_nom și DoD asumate, în scopul verificării eligibilității tehnice (durata de stocare). La achiziție/recepție, E_use se verifică prin fișele tehnice ale echipamentelor livrate.

Formula: E_use = E_nom × DoD (kWh).

Documente suport: calcul în SF. Anexa – S.T.5 Energia utilizabilă a sistemului de stocare (E_{use})

Energia utilizabilă a sistemului de stocare reprezintă cantitatea maximă de energie electrică ce poate fi extrasă din baterie într-un ciclu normal de funcționare, fără depășirea adâncimii maxime de descărcare admise (Depth of Discharge – DoD).

Determinarea energiei utilizabile se realizează pe baza capacității energetice nominale a sistemului de stocare și a adâncimii de descărcare utilizabile, conform relației:

Relația de calcul nr. 1

$$E_{use} = E_{nom} \times DoD$$

unde:

E_{use} – energia utilizabilă a sistemului de stocare [kWh];

E_{nom} – capacitatea energetică nominală a sistemului de stocare [kWh];

DoD – adâncimea de descărcare utilizabilă [-].

Date de proiectare

Capacitatea energetică nominală:

$$E_{nom} = 25\ MWh = 25000\ kWh$$

Adâncimea de descărcare utilizabilă:

$$DoD = 80\% = 0{,}80$$

Calculul energiei utilizabile

Prin înlocuirea valorilor rezultă:

$$E_{use} = 25000 \times 0{,}80$$

$$E_{use} = 20000\ kWh$$

respectiv

$$E_{use} = 20{,}00\ MWh$$

Energia utilizabilă nu poate depăși capacitatea energetică nominală a sistemului de stocare.

Se verifică relația:

$$E_{use} \leq E_{nom}$$

respectiv

$$20000 \leq 25000$$

Condiția este îndeplinită.

Gradul de utilizare al capacității nominale

Ponderea energiei utilizabile în capacitatea nominală a sistemului este:

$$G = \frac{E_{use}}{E_{nom}} \times 100$$

Rezultă:

$$G = \frac{20000}{25000} \times 100$$

$$G = 80\%$$

Valoarea obținută confirmă utilizarea unei adâncimi de descărcare de 80%, corespunzătoare parametrilor de proiectare.

Relația cu estimarea energiei absorbite anual

Energia utilizabilă reprezintă limita maximă de energie care poate fi stocată într-un ciclu zilnic de funcționare.

Energia stocată zilnic se determină astfel:

Dacă

$$E_{zi} \leq E_{use}$$

atunci

$$E_{stoc,zi} = E_{zi}$$

Dacă

$$E_{zi} > E_{use}$$

atunci

$$E_{stoc,zi} = E_{use}$$

unde:

Ezi – energia produsă zilnic de centrala fotovoltaică;

Estoc,zi – energia efectiv stocată zilnic.

Energia stocată lunar se determină cu relația:

$$E_{stoc,luna} = E_{stoc,zi} \times N$$

unde:

N – numărul de zile al lunii.

Energia absorbită anual rezultă prin însumarea energiilor stocate lunar:

$$E_{EAA} = \sum_{i=1}^{12} E_{stoc,luna,i}$$

Rezultă:

$$E_{EAA} = 175{,}73\ MWh/an$$

ST.6 – Durata de stocare (T) = E_use / P_RES (h), cu condiția obligatorie 2 ≤ T ≤ 4, respectiv 2×P_RES ≤ E_use ≤ 4×P_RES.

T = durata echivalentă de stocare, exprimată în ore, raportată la puterea instalată a centralei existente, utilizată pentru verificarea dimensionării minime și maxime a sistemului de stocare în cadrul apelului.

2 h = durata minimă de stocare raportată la puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice.

4 h = durata maximă de stocare raportată la puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice.

Metodologie de calcul: T se calculează în Studiul de fezabilitate ca raport între energia utilizabilă a stocării (E_use, kWh) și puterea instalată a centralei existente (P_RES, kW). Condiția de eligibilitate se verifică atât ca durată (ore), cât și ca echivalență energetică (kWh) raportată la puterea instalată (kW).

Condiția de eligibilitate este îndeplinită.

Formula: T = E_use / P_RES (h), unde E_use = E_nom × DoD (kWh).

Condiție obligatorie: 2 ≤ T ≤ 4 (h), echivalent cu 2 × P_RES ≤ E_use ≤ 4 × P_RES (kWh).

Durata echivalentă de stocare reprezintă raportul dintre energia utilizabilă a sistemului de stocare și puterea instalată a centralei fotovoltaice. Acest indicator verifică dacă sistemul de stocare este dimensionat în conformitate cu cerințele Ghidului solicitantului și dacă energia disponibilă pentru stocare este corelată cu puterea instalației de producere a energiei electrice.

Date de intrare

Puterea instalată a centralei fotovoltaice:

$$P_{RES} = 6731\ kW$$

Capacitatea nominală a sistemului de stocare:

$$E_{nom} = 25000\ kWh$$

Adâncimea de descărcare utilizabilă:

$$DoD = 80\% = 0{,}80$$

Determinarea energiei utilizabile

Energia utilizabilă se determină conform relației:

$$E_{use} = E_{nom} \times DoD$$

Prin înlocuirea valorilor rezultă:

$$E_{use} = 25000 \times 0{,}80 = 20000\ kWh$$

respectiv

$$E_{use} = 20\ MWh$$

Determinarea duratei echivalente de stocare

Durata de stocare se determină conform relației:

$$T = \frac{E_{use}}{P_{RES}}$$

Prin înlocuirea valorilor:

$$T = \frac{20000}{6731} = 2{,}97\ h$$

Rezultă:

$$T = 2{,}97\ h$$

Verificarea condiției de eligibilitate

Conform Ghidului solicitantului:

$$2 \leq T \leq 4$$

Înlocuind valoarea calculată:

$$2 \leq 2{,}97 \leq 4$$

Condiția este îndeplinită.

Verificarea echivalenței energetice

Conform Ghidului solicitantului, condiția privind durata de stocare este echivalentă cu relația:

$$2 \times P_{RES} \leq E_{use} \leq 4 \times P_{RES}$$

Calculul limitelor:

Limita inferioară:

$$2 \times 6731 = 13462\ kWh$$

Limita superioară:

$$4 \times 6731 = 26924\ kWh$$

Energia utilizabilă calculată este:

$$E_{use} = 20000\ kWh$$

Rezultă:

$$13462 \leq 20000 \leq 26924$$

În baza calculelor prezentate, durata echivalentă de stocare este de 2,97 ore, iar energia utilizabilă de 20000 kWh respectă integral cerinţele Ghidului solicitantului privind dimensionarea sistemului de stocare, atât din punctul de vedere al duratei de stocare (2–4 ore), cât şi al echivalenţei energetice ($2 \times PRES \leq Euse \leq 4 \times PRES$). Indicatorul ST.6 este fundamentat prin calculul prezentat în Studiul de fezabilitate şi demonstrează că sistemul de stocare propus este dimensionat corespunzător în raport cu puterea instalată a centralei fotovoltaice.

Din punct de vedere constructiv, capacitatea sistemului a fost dimensionată în multipli de 5 MWh, corespunzător configuraţiilor standard ale echipamentelor disponibile pe piaţă. Modulele de baterii, sistemele de conversie a puterii şi containerele sunt fabricate în astfel de trepte de capacitate, ceea ce permite utilizarea unor soluţii standardizate, reduce complexitatea proiectării şi execuţiei şi optimizează costurile de achiziţie, instalare şi mentenanţă. Alegerea acestei modularităţi contribuie totodată la creşterea fiabilităţii instalaţiei şi facilitează eventualele extinderi ulterioare ale sistemului de stocare.

În continuare, se vor detalia scenariile de sisteme fotovoltaice propuse în 2 variante.

❖ **Scenariul 1** – ***Sistem de stocare a energiei electrice cu baterii $LiFePO_4$ (LFP), cu capacitatea de 25 MWh şi invertor de 6,73 MW***

În cadrul Scenariului 1 se propune instalarea unui sistem de stocare a energiei electrice cu o capacitate totală de 25 MWh, proiectat pentru a sprijini integrarea eficientă a energiei din surse regenerabile şi pentru a contribui la flexibilizarea operării în cadrul Sistemului Electroenergetic Naţional. Configuraţia tehnică include un invertor bidirecţional cu puterea nominală de 6,73 MW, dimensionat pentru a permite transferul optim de energie între instalaţia de stocare şi reţeaua electrică.

Sistemul va fi compus din:

- module de baterii $LiFePO_4$ (LFP) cu densitate energetică ridicată;
- sistem de conversie bidirecţional (PCS);
- SOFT DE MANAGEMENT integrabil cu SCADA existent;
- sistem HVAC de control termic;
- echipamente de protecţie, stingere incendiu şi monitorizare.

Principiul de funcţionare:

- în perioadele de producţie (ziua), energia produsă de centrala PV este stocată în BESS;

- în perioadele de consum ridicat sau producție scăzută (seara/noaptea), energia stocată este descărcată în rețeaua internă;
- sistemul este configurat pentru limitarea exportului de putere activă către SEN, astfel încât puterea totală injectată (PV + BESS) să nu depășească puterea maximă autorizată prin ATR.

Beneficiile sistemului sunt:

Sistemul de stocare a energiei electrice contribuie în mod semnificativ la optimizarea funcționării instalației de producere și la îmbunătățirea performanței rețelei electrice, generând o serie de beneficii tehnice, economice și de mediu, dintre care se evidențiază:

- Creșterea flexibilității operaționale a sistemului energetic, prin capacitatea de a absorbi și livra rapid energie electrică, facilitând adaptarea la variațiile de producție ale surselor regenerabile și la fluctuațiile cererii de consum;
- Reducerea emisiilor de CO_2, ca urmare a utilizării surplusului de energie regenerabilă și diminuării necesității de producție pe bază de combustibili fosili, cu un impact anual estimat la 3270,68 tone CO_2;
- Reducerea costurilor utilităților, consum energetic, prin gestionarea inteligentă a energiei și furnizarea energiei la vârfurilor de consum ale municipalității;
- Creșterea durabilității și eficienței instalației, prin optimizarea ciclurilor de încărcare–descărcare, stabilizarea fluxurilor energetice și utilizarea controlată a resurselor;
- Contribuția la obiectivele de tranziție energetică, prin alinierea la politicile naționale și europene privind decarbonizarea, digitalizarea și modernizarea sectorului energetic.

Mai jos sunt specificate caracteristicile tehnice orientative ale componentelor principale Baterii si Invertor, cum este cea propusă in acest scenariu:

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi sistem de baterii (25 MWh)

Categoria	Parametru	Valoare
Date generale	Tip sistem	Sistem de stocare energie în container (BESS)
	Tehnologie celule	$LiFePO_4$ (LFP)
	Puterea nominala a stocarii	6,73 MW
	Capacitate nominală totală a ansamblului	25 MWh
	Randamentul global al ciclului de încărcare–	0,85

Categoria	Parametru	Valoare
	descărcare (round-trip efficiency): η RT	
	Cicluri incarcare/descarcare	≥ 6000
	Adâncime de descărcare utilizabilă (DoD)	0,8
	Garanție	>10 ani
Parametri electrici CA	Tensiune nominală CC	1000÷1500 V
Parametri mecanici containar	Capacitate energetică nominală container	≥ 5MWh
	Sistem detectie si stingere incendiu	DA
	Tip structura	Container
	Temperatură de funcționare	–30°C până la +55°C
	Umiditate relativă	0% – 100%
	Metodă de răcire	Răcire cu aer (HVAC)/ Racire cu lichid
	Grad de protecție	IP55
	Nivel anticoroziv	C5-Mediu
Comunicații și integrare	Protocol comunicații sistem	Modbus TCP
	Mod de comunicare	CAN / ETH / MBUS / RS485
	BMS integrat și interfață de comunicație cu EMS	DA
Cerințe de conformitate	Standard	Marcaj CE

Bateriile cu fosfat de fier-litiu ($LiFePO_4$ – LFP) reprezintă o categorie de acumulatoare electrochimice reîncărcabile din familia tehnologiilor litiu-ion, utilizate pe scară largă în aplicațiile de stocare staționară a energiei electrice și în sistemele energetice bazate pe surse regenerabile. Această tehnologie utilizează fosfatul de fier-litiu ($LiFePO_4$) drept material activ pentru electrodul pozitiv (catod), fiind recunoscută pentru stabilitatea sa electrochimică ridicată, performanțele operaționale constante și nivelul superior de siguranță în exploatare. Funcționarea bateriilor LFP se bazează pe migrarea reversibilă a ionilor de litiu între anod și catod în timpul proceselor de încărcare și descărcare, energia fiind stocată și eliberată prin reacții electrochimice controlate. Structura cristalină stabilă a materialului $LiFePO_4$ conferă o

rezistență ridicată la degradarea electrochimică și termică, permițând operarea în condiții de siguranță pe perioade îndelungate.

Din punct de vedere tehnic, bateriile $LiFePO_4$ se caracterizează printr-o durată de viață extinsă, care poate depăși 6.000 de cicluri complete de încărcare–descărcare, o eficiență energetică ridicată, o adâncime mare de descărcare utilizabilă (DoD) și o rată redusă de degradare a capacității în timp. De asemenea, acestea prezintă o stabilitate termică superioară comparativ cu alte tehnologii litiu-ion, reducând semnificativ probabilitatea apariției fenomenului de thermal runaway și a riscurilor asociate incendiilor sau exploziilor.

Un avantaj important al tehnologiei LFP îl reprezintă fiabilitatea ridicată în aplicațiile de stocare staționară, unde criteriile de siguranță, disponibilitate și durabilitate sunt esențiale. Totodată, lipsa cobaltului și a altor metale critice din compoziția electrozilor contribuie la diminuarea impactului asupra mediului și la reducerea dependenței de lanțurile de aprovizionare asociate materiilor prime critice.

Datorită acestor caracteristici, bateriile $LiFePO_4$ sunt considerate una dintre cele mai adecvate soluții pentru sistemele de stocare a energiei asociate instalațiilor fotovoltaice, contribuind la creșterea gradului de autoconsum al energiei produse local, la reducerea solicitării rețelei electrice și la îmbunătățirea flexibilității și rezilienței infrastructurilor energetice moderne.

Sistem de management al bateriei (BMS)

- monitorizare celule la nivel de modul/string
- echilibrare activă/pasivă a celulelor
- management temperatură și protecție termică
- diagnosticare online și alarmare în timp real
- comunicare Modbus/IEC 61850

Siguranță și protecții

- senzori de temperatură multipunct
- protecție la supracurent, subtensiune, supratensiune
- sistem de stingere

Sistemul de stocare a energiei electrice cu capacitatea nominala de 25 MWh este compus din module electrochimice, alimentate printr-un invertor bidirecțional de 6,73 MW. Bateriile sunt amplasate în container specializate, dotate cu sisteme HVAC, detectoare de incendiu și senzori multipunct pentru monitorizare termică și electrică.

Întregul sistem este controlat printr-o platformă SCADA/BMS, care permite monitorizarea completă a sistemului, gestionarea ciclurilor de încărcare–descărcare, diagnosticarea în timp real și intervenții rapide în caz de avarie. Soluția tehnică este proiectată să funcționeze 24/7 în condiții climatice variate, fiind protejată împotriva riscurilor de suprasarcină, scurtcircuit, incendiu și thermal runaway.

Sistemul de stocare a energiei (BESS) funcționeaza în regim de încărcare exclusiv din energia electrică produsă de centrala fotovoltaică aferentă amplasamentului, fără aport din rețeaua publică, iar energia acumulată va fi livrată în perioadele fără producție fotovoltaică (preponderent pe timpul nopții) pentru acoperirea consumurilor electrice ale unității administrative, inclusiv iluminatul public și alte servicii cu funcționare continuă.

În acest mod de operare, rata de ciclare a sistemului este de 1 ciclu/zi, deoarece BESS parcurge un singur ciclu complet de încărcare în intervalul diurn și un singur ciclu de descărcare în intervalul nocturn, corelat direct cu profilul zilnic de producție al sistemului fotovoltaic.

Această strategie de exploatare asigură o utilizare predictibilă și controlată a bateriilor, contribuind la optimizarea duratei de viață a sistemului de stocare, reducerea stresului electrochimic și încadrarea în parametrii de proiectare specifici aplicațiilor de tip autoconsum cu deplasarea energiei în timp.

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi Invertor

Categoria	Parametru	Valoare
Date generale	Tip echipament	PCS (Power Conversion System)
	Putere nominală	6,73 MW (limitare la puterea din ATR)
	Compatibilitate baterii	$LiFePO_4$
	Montaj	Outdoor / in containere baterii
	Garanție	≥ 10 ani
Parametri electrici CA	Putere activă nominală CA	6731 kW
	Tensiune nominală CA	690/800 V
	Frecvență nominală	50 Hz
	Distorsiune armonică THDi	< 3%
	Randament maxim	≥ 98,5%
Parametri electrici CC	Domeniu tensiune DC	1000 – 1500 V
	Funcționare bidirecțională	Da

Categoria	Parametru	Valoare
	Compatibilitate C-rate	0,25C – 1C
Funcții operaționale	Control putere activă/reactivă	Da
	Reglaj factor de putere	Da
	Peak shaving	Da
	Frequency regulation	Da
	Black start	Da
	Grid following	Da
	Integrare EMS	Da
	Integrare SCADA	Da
Protecții electrice	Protecție supratensiune	Da
	Protecție subtensiune	Da
	Protecție supracurent	Da
	Protecție scurtcircuit	Da
	Protecție anti-islanding	Da
	Protecție temperatură	Da
	Protecție polaritate inversă	Da
Comunicații și integrare	Protocol comunicații	Modbus TCP/IP
	Interfețe comunicații	Ethernet / RS485 / CAN
	Integrare SCADA	IEC 61850 / Modbus
	Monitorizare remote	Da
	Actualizare firmware remote	Da
Parametri mecanici și mediu	Grad de protecție	IP54 / IP55
	Metodă de răcire	Răcire cu aer
	Temperatură de funcționare	–30°C până la +55°C
	Umiditate relativă	0% – 95%
Conformitate și standarde	Standarde	CE

Funcții tehnologice:

- funcționare în mod grid-forming sau grid-following;

- control al tensiunii și compensare reactivă;
- black-start (opțional, conform producătorului);
- sincronizare automată la reconectare.

Protecții integrate:

- protecție la suprasarcină;
- protecție la scurtcircuit;
- protecție la pierderea fazei;
- protecție la variații de frecvență/tensiune;
- sistem anti-islanding.

Invertorul bidirecțional (PCS), cu puterea nominală de 6,73 MW, constituie elementul central al sistemului de conversie și management al energiei, asigurând transferul bidirecțional al energiei între sistemul de stocare și instalația electrică a obiectivului. În configurația tehnică adoptată prin prezentul proiect, convertorul este utilizat pentru încărcarea sistemului de stocare din energia electrică produsă de centrala fotovoltaică și pentru alimentarea consumatorilor proprii din energia stocată în perioadele în care producția regenerabilă este insuficientă sau absentă. Soluția tehnică implementată urmărește exclusiv valorificarea energiei produse din surse regenerabile, maximizarea autoconsumului și reducerea energiei preluate din Sistemul Electroenergetic Național, în conformitate cu obiectivele investiției și cu prevederile Ghidului Solicitantului.

Alegerea acestei capacități este în concordanță cu cerințele de racordare definite în ATR, asigurând compatibilitatea instalației cu infrastructura electrică locală și respectarea limitelor de putere prevăzute pentru injecția în rețea. Sistemul de stocare de 25 MWh este capabil să asigure un regim de funcționare flexibil, acoperind aplicații precum atenuarea fluctuațiilor de producție din surse regenerabile, reducerea vârfurilor de sarcină, reducerea dezechilibrelor interne dintre producția fotovoltaică și consum, precum și gestionarea eficientă a energiei în momentele cu prețuri volatile pe piața de energie.

Dimensionarea invertorului la o putere nominală de 6,73 MW, în corelare cu capacitatea de stocare de 25 MWh, a fost realizată pe baza unor criteriilor din ATR. Alegerea acestei puteri răspunde necesității de a asigura un echilibru optim între performanța sistemului de stocare, compatibilitatea cu infrastructura electrică și durabilitatea pe termen lung a echipamentelor. Dimensionarea puterii invertorului asigură respectarea limitelor impuse de operatorul de distribuție/transport privind puterea maximă admisă la punctul de racordare. Astfel, instalația operează în conformitate cu cerințele privind calitatea energiei, stabilitatea rețelei și evitarea suprasolicitărilor infrastructurii electrice locale.

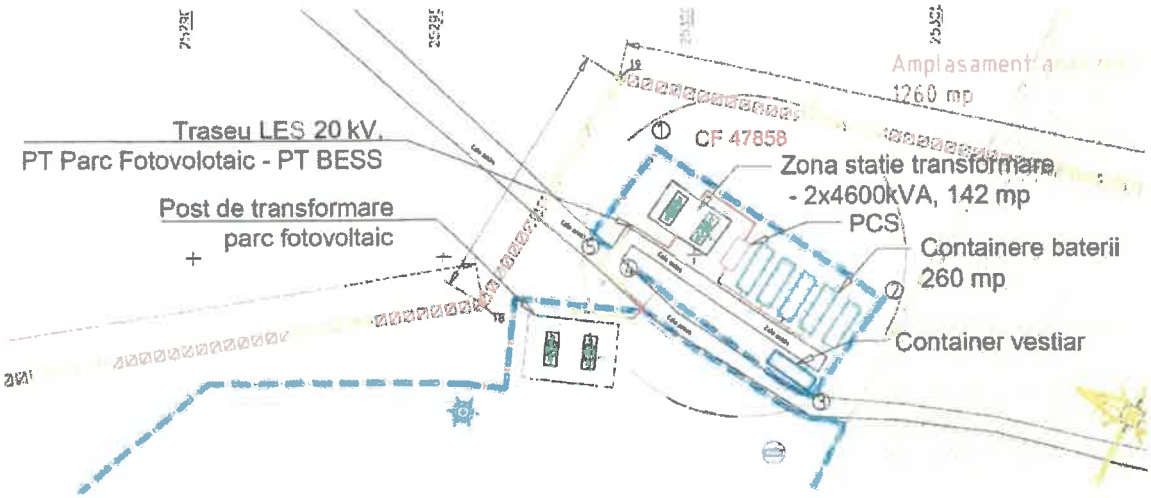
Puterea invertorului de 6,73 MW reprezintă un compromis adecvat între flexibilitatea operațională și protecția sistemului de stocare împotriva degradării accelerate. Un invertor semnificativ supradimensionat ar conduce la un regim de funcționare cu un C-rate ridicat, favorizând uzura celulelor și reducând numărul ciclurilor utile de încărcare–descărcare. În configurația aleasă, regimul energetic este menținut în intervale compatibile cu cerințele tehnice ale producătorului, contribuind la prelungirea duratei de viață și la optimizarea costurilor de exploatare. De asemenea, această putere este suficient de ridicată pentru a permite absorbția rapidă a surplusurilor de energie regenerabilă, respectiv livrarea controlată a energiei stocate în perioadele de cerere crescută sau prețuri avantajoase.

Alegerea invertorului de 6,73 MW reflectă o corelare atentă între constrângerile tehnice impuse de ATR, cerințele de funcționalitate ale sistemului, eficiența energetică și principiile de operare care asigură durabilitatea bateriei. Această dimensionare garantează integrarea în condiții optime în rețeaua electrică și contribuie la realizarea obiectivelor tehnice și operaționale ale investiției.

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi post de transformare

Caracteristică / specificație	Valoare / descriere pentru SF
Tip echipament principal	Posturi de transformare aferente sistemului BESS
Număr transformatoare	2 bucăți
Putere nominală transformator	4600 kVA / transformator
Putere totală instalată în transformatoare	9200 kVA
Amplasare transformatoare	În anvelope tehnice distincte
Tensiune primară	20 kV
Tensiune secundară	690/800 V
Compatibilitate secundar	Compatibil cu invertorul/PCS al sistemului de stocare
Nivel de racordare rezultat	20 kV
Echipament de conexiune MT	Celulă de linie în modulul de conexiune / postul de transformare aferent parcului fotovoltaic
Mediu de stingere/izolație celule MT	Alternativ non-SF_6
Răcire transformatoare	ONAN sau echivalent
Regim de funcționare	Funcționare continuă
Clasă de izolație	Conform SR EN 60076-3

Caracteristică / specificație	Valoare / descriere pentru SF
Standard transformator	SR EN 60076
Pierderi admise	Încadrate în limitele normative pentru transformatoare de distribuție MT
Protecții termice	Releu termic și senzori PT100 pentru înfășurări
Protecție gaz	Protecție Buchholz pentru transformatoare în ulei
Protecție diferențială	Prevăzută unde este cazul
Protecții maximale de curent	Pe fiecare înfășurare



Locație Scenariul 1 propus

Amplasarea, lucrările civile, instalațiile și montajul echipamentelor pentru Scenariul 1 se realizează conform descrierilor constructive și tehnologice din prezentul subcapitol și sunt sintetizate în soluția recomandată de la 5.3 lit. c).

Locația unde se va realiza investiția

	Locatie	Suprafata (mp)	Adresa CF
1	Teren, Nr. Cadastral 47858	219319	Județul Caraș-Severin

Au fost obținute rezultatele privind cantitățile de energie stocate la nivel zilnic și lunar, acestea constituind baza evaluării performanței operaționale a sistemului de stocare și a gradului de utilizare a capacității instalate.

Scenariul 1- Cantitate energie medie zilnica stocată

Luna	Cantitate energie stocată [MWh]
Ianuarie	12,18
Februarie	16,68
Martie	20,00
Aprilie	20,00
Mai	20,00
Iunie	20,00
Iulie	20,00
August	20,00
Septembrie	20,00
Octombrie	20,00
Noiembrie	15,23
Decembrie	10,22

Scenariul 1 - Cantitate energie lunară stocată

Luna	Cantitate energie stocată [MWh]
Ianuarie	377,52
Februarie	467,13
Martie	620,00
Aprilie	600,00
Mai	620,00
Iunie	620,00
Iulie	620,00
August	620,00
Septembrie	600,00
Octombrie	620,00
Noiembrie	457,01
Decembrie	316,77

Pe parcursul unui interval anual complet de operare, sistemul de stocare acumulează o cantitate totală de energie de 6538,42 MWh, valoare care reflectă capacitatea efectivă de preluare și gestionare a energiei în condițiile reale de funcționare ale instalației. Această cantitate anuală stocată constituie un indicator relevant al performanței operaționale a

sistemului, evidențiind atât potențialul său de integrare în rețea, cât și contribuția la optimizarea fluxurilor energetice și la echilibrarea producției și consumului în cadrul Sistemului Electroenergetic Național.

Sistemul de stocare analizat prezintă următoarele caracteristici și rezultate operaționale relevante:

- Capacitatea de stocare este de *25 MWh*, valoare care permite absorbția și gestionarea unor volume semnificative de energie electrică provenită din surse regenerabile, contribuind la flexibilizarea operării instalației și la reducerea variațiilor în producție.
- Puterea invertorului este de 6,73 MW, asigurând un regim de transfer al energiei compatibil cu cerințele rețelei și cu necesitățile specifice ale sistemului de stocare.
- Cantitatea totală de energie stocată în decursul a 12 luni este de 6538,42 MWh, rezultat care reflectă gradul efectiv de utilizare a instalației și capacitatea acesteia de a integra și redistribui energia regenerabilă disponibilă pe parcursul unui an de exploatare.
- Reducerea anuală a emisiilor de CO_2 este estimată la 3.270,68 tone CO_2, valoare calculată prin aplicarea metodologiei specifice (EAA × factorul de emisii × randamentul sistemului) și care evidențiază contribuția directă a investiției la diminuarea impactului asupra mediului și la atingerea obiectivelor de decarbonizare.

Capacitate stocare: 25 MWh;

Putere invertor: 6,73 MW;

Energie stocata in 12 luni: 6538,42 MWh;

Reducerea emisiilor de CO_2: 3.270,68 tone CO_2/an;

Rata de ciclare: 1/24 h.

❖ **Scenariul 2 – *Sistem de stocare a energiei electrice cu baterii NiMnCo (NMC), capacitate de 25 MWh și invertor de 6,73 MW***

În cadrul Scenariului 2 se propune instalarea unui sistem de stocare a energiei electrice cu o capacitate totală de 25 MWh, proiectat pentru a sprijini integrarea eficientă a energiei din surse regenerabile și pentru a contribui la flexibilizarea operării în cadrul SEN. Configurația tehnică include, un invertor bidirecțional cu puterea nominală de 6,73 MW, dimensionat pentru a permite transferul optim de energie între instalația de stocare și rețeaua electrică.

Sistemul va fi compus din:

- module de baterii NMC (Nickel-Manganese-Cobalt – $LiNiMnCoO_2$);
- sistem de conversie bidirecțional (PCS);
- SOFT DE MANAGEMENT integrabil cu SCADA existent;
- sistem HVAC de control termic;
- echipamente de protecție, stingere incendiu și monitorizare.

Principiul de funcționare:

- în perioadele de producție (ziua), energia produsă de centrala PV este stocată în BESS;
- în perioadele de consum ridicat sau producție scăzută (seara/noaptea), energia stocată este descărcată în rețeaua internă;
- sistemul este configurat pentru limitarea exportului de putere activă către SEN, astfel încât puterea totală injectată (PV + BESS) să nu depășească puterea maximă autorizată prin ATR.

Beneficiile sistemului sunt:

Sistemul de stocare a energiei electrice contribuie în mod semnificativ la optimizarea funcționării instalației de producere și la îmbunătățirea performanței rețelei electrice, generând o serie de beneficii tehnice, economice și de mediu, dintre care se evidențiază:

- Creșterea flexibilității operaționale a sistemului energetic, prin capacitatea de a absorbi și livra rapid energie electrică, facilitând adaptarea la variațiile de producție ale surselor regenerabile și la fluctuațiile cererii de consum;
- Reducerea emisiilor de CO_2, ca urmare a valorificării surplusului de energie regenerabilă și diminuării necesității de producție pe bază de combustibili fosili, cu un impact anual estimat la 3270,68 tone CO_2;
- Creșterea gradului de integrare a surselor regenerabile, prin reducerea fenomenului de limitare în perioadele cu producție excedentară și optimizarea utilizării energiei verzi;

- Reducerea costurilor utilităților, consum energetic, prin gestionarea inteligentă a energiei și furnizarea energiei la vârfurilor de consum ale municipalității;
- Îmbunătățirea rezilienței infrastructurii energetice, prin capacitatea de a asigura continuitatea alimentării în situații de perturbări ale rețelei sau variații neprevăzute de sarcină;
- Creșterea durabilității și eficienței instalației, prin optimizarea ciclurilor de încărcare–descărcare, stabilizarea fluxurilor energetice și utilizarea controlată a resurselor;
- Contribuția la obiectivele de tranziție energetică, prin alinierea la politicile naționale și europene privind decarbonizarea, digitalizarea și modernizarea sectorului energetic.

Mai jos sunt specificate caracteristicile tehnice orientative ale componentelor principale Baterii si Invertor, cum este cea propusă in acest scenariu:

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi sistem de baterii (25 MWh)

Categoria	Parametru	Valoare
Date generale	Tip sistem	Sistem de stocare energie în container (BESS)
	Tehnologie celule	***$LiNiMnCoO_2$(NMC)***
	Puterea nominala a stocarii	6,73 MW
	Capacitate nominală totală a ansamblului	25 MWh
	Randamentul global al ciclului de încărcare–descărcare (round-trip efficiency): η_RT	0,85
	Cicluri incarcare/descarcare	≥ 4000
	Adâncime de descărcare utilizabilă (DoD)	0,8
	Garanție	>10 ani
Parametri electrici CA	Tensiune nominală CC	1000÷1500 V
Parametri mecanici containar	Capacitate energetică nominală container	≥ 5MWh
	Sistem detectie si stingere incendiu	DA
	Tip structura	Container
	Temperatură de funcționare	−30°C până la +55°C
	Umiditate relativă	0% – 100%
	Metodă de răcire	Răcire cu aer (HVAC)/ Racire cu lichid

Categoria	Parametru	Valoare
	Grad de protecție	IP55
	Nivel anticoroziv	C5-Mediu
Comunicații și integrare	Protocol comunicații sistem	Modbus TCP
	Mod de comunicare	CAN / ETH / MBUS / RS485
	BMS integrat și interfață de comunicație cu EMS	DA
Cerințe de conformitate	Standard	Marcaj CE

Bateriile bazate pe celule NMC (Nickel-Manganese-Cobalt – $LiNiMnCoO_2$) reprezintă o tehnologie avansată de stocare a energiei electrice, utilizată pe scară largă în aplicații staționare și mobile datorită echilibrului favorabil dintre densitatea energetică, performanță și flexibilitate operațională.

Din punct de vedere constructiv, celulele NMC utilizează un catod pe bază de oxid de nichel-mangan-cobalt, combinat cu un anod din grafit și un electrolit organic. Proporția relativă a celor trei metale poate varia (de exemplu NMC 111, 532, 622 sau 811), permițând optimizarea caracteristicilor electrochimice în funcție de aplicație, precum densitatea energetică, durata de viață sau stabilitatea termică.

Principala caracteristică a bateriilor NMC este densitatea energetică ridicată, semnificativ superioară altor tehnologii litiu-ion, ceea ce permite stocarea unei cantități mari de energie într-un volum și o masă reduse. Acest avantaj le face adecvate pentru sisteme de stocare cu constrângeri de spațiu, precum și pentru aplicații care necesită puteri mari de încărcare și descărcare.

Din punct de vedere operațional, bateriile NMC oferă rate ridicate de încărcare și descărcare (C-rate), un randament energetic global ridicat și o bună flexibilitate în regimuri dinamice de funcționare. Totodată, acestea necesită sisteme avansate de management al bateriei (BMS) și control termic (HVAC), întrucât stabilitatea termică este mai redusă comparativ cu tehnologia LFP, iar riscul de degradare accelerată sau evenimente termice crește în absența unui control adecvat.

Durata de viață a bateriilor NMC este, în general, moderată, fiind influențată de adâncimea de descărcare, regimul de temperatură și profilul de exploatare. În aplicațiile staționare, acestea pot atinge câteva mii de cicluri de încărcare–descărcare, corespunzător unei perioade de operare de peste un deceniu, în condiții de utilizare optimizate.

Cu toate acestea, soluția implică complexitate mai mare în operare și mentenanță, precum și durată de viață mai scurtă a componentelor active, în special a bateriilor NMC.

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi invertor 6,73 MW

Categoria	Parametru	Valoare
Date generale	Tip echipament	PCS (Power Conversion System)
	Putere nominală	6731 kW (limitare la puterea din ATR)
	Compatibilitate baterii	$LiFePO_4$
	Montaj	Outdoor / in containere baterii
	Garanție	≥ 10 ani
Parametri electrici CA	Putere activă nominală CA	6731 kW
	Tensiune nominală CA	690/800 V
	Frecvență nominală	50 Hz
	Distorsiune armonică THDi	< 3%
	Randament maxim	≥ 98,5%
Parametri electrici CC	Domeniu tensiune DC	1000 – 1500 V
	Funcționare bidirecțională	Da
	Compatibilitate C-rate	0,25C – 1C
Funcții operaționale	Control putere activă/reactivă	Da
	Reglaj factor de putere	Da
	Peak shaving	Da
	Frequency regulation	Da
	Black start	Da
	Grid following	Da
	Integrare EMS	Da
	Integrare SCADA	Da
Protecții electrice	Protecție supratensiune	Da
	Protecție subtensiune	Da
	Protecție supracurent	Da
	Protecție scurtcircuit	Da

Categoria	Parametru	Valoare
	Protecție anti-islanding	Da
	Protecție temperatură	Da
	Protecție polaritate inversă	Da
Comunicații și integrare	Protocol comunicații	Modbus TCP/IP
	Interfețe comunicații	Ethernet / RS485 / CAN
	Integrare SCADA	IEC 61850 / Modbus
	Monitorizare remote	Da
	Actualizare firmware remote	Da
Parametri mecanici și mediu	Grad de protecție	IP54 / IP55
	Metodă de răcire	Răcire cu aer
	Temperatură de funcționare	−30°C până la +55°C
	Umiditate relativă	0% – 95%
Conformitate și standarde	Standarde	CE

Funcții tehnologice:

- funcționare în mod grid-forming sau grid-following;
- control al tensiunii și compensare reactivă;
- black-start (opțional, conform producătorului);
- sincronizare automată la reconectare.

Protecții integrate:

- protecție la suprasarcină;
- protecție la scurtcircuit;
- protecție la pierderea fazei;
- protecție la variații de frecvență/tensiune;
- sistem anti-islanding.

Invertorul bidirecțional (PCS), cu puterea nominală de 6,73 MW, constituie elementul central al sistemului de conversie și management al energiei, asigurând transferul bidirecțional al energiei între sistemul de stocare și instalația electrică a obiectivului. În configurația tehnică adoptată prin prezentul proiect, convertorul este utilizat pentru încărcarea sistemului de stocare din energia electrică produsă de centrala fotovoltaică și pentru alimentarea consumatorilor

proprii din energia stocată în perioadele în care producția regenerabilă este insuficientă sau absentă. Soluția tehnică implementată urmărește exclusiv valorificarea energiei produse din surse regenerabile, maximizarea autoconsumului și reducerea energiei preluate din Sistemul Electroenergetic Național, în conformitate cu obiectivele investiției și cu prevederile Ghidului Solicitantului.

Alegerea acestei capacități este în concordanță cu cerințele de racordare definite în ATR, asigurând compatibilitatea instalației cu infrastructura electrică locală și respectarea limitelor de putere prevăzute pentru injecția în rețea. Sistemul de stocare de 25 MWh este capabil să asigure un regim de funcționare flexibil, acoperind aplicații precum atenuarea fluctuațiilor de producție din surse regenerabile, reducerea vârfurilor de sarcină, reducerea dezechilibrelor interne dintre producția fotovoltaică și consum, precum și gestionarea eficientă a energiei în momentele cu prețuri volatile pe piața de energie.

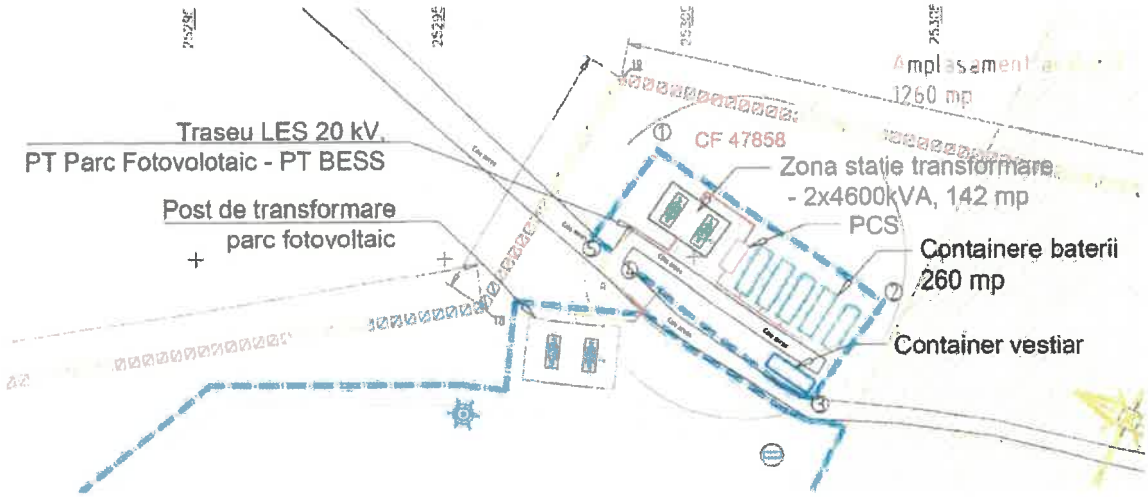
Dimensionarea invertorului la o putere nominală de 6,73 MW, în corelare cu capacitatea de stocare de 25 MWh, a fost realizată pe baza unor criteriilor din ATR. Alegerea acestei puteri răspunde necesității de a asigura un echilibru optim între performanța sistemului de stocare, compatibilitatea cu infrastructura electrică și durabilitatea pe termen lung a echipamentelor. Dimensionarea puterii invertorului asigură respectarea limitelor impuse de operatorul de distribuție/transport privind puterea maximă admisă la punctul de racordare. Astfel, instalația operează în conformitate cu cerințele privind calitatea energiei, stabilitatea rețelei și evitarea suprasolicitărilor infrastructurii electrice locale.

Puterea invertorului de 6,73 MW reprezintă un compromis adecvat între flexibilitatea operațională și protecția sistemului de stocare împotriva degradării accelerate. Un invertor semnificativ supradimensionat ar conduce la un regim de funcționare cu un C-rate ridicat, favorizând uzura celulelor și reducând numărul ciclurilor utile de încărcare–descărcare. În configurația aleasă, regimul energetic este menținut în intervale compatibile cu cerințele tehnice ale producătorului, contribuind la prelungirea duratei de viață și la optimizarea costurilor de exploatare. De asemenea, această putere este suficient de ridicată pentru a permite absorbția rapidă a surplusurilor de energie regenerabilă, respectiv livrarea controlată a energiei stocate în perioadele de cerere crescută sau prețuri avantajoase.

Alegerea invertorului de 6,73 MW reflectă o corelare atentă între constrângerile tehnice impuse de ATR, cerințele de funcționalitate ale sistemului, eficiența energetică și principiile de operare care asigură durabilitatea bateriei. Această dimensionare garantează integrarea în condiții optime în rețeaua electrică și contribuie la realizarea obiectivelor tehnice și operaționale ale investiției.

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi post de transformare

Caracteristică / specificație	Valoare / descriere pentru SF
Tip echipament principal	Posturi de transformare aferente sistemului BESS
Număr transformatoare	2 bucăți
Putere nominală transformator	4600 kVA / transformator
Putere totală instalată în transformatoare	9200 kVA
Amplasare transformatoare	În anvelope tehnice distincte
Tensiune primară	20 kV
Tensiune secundară	690/800 V
Compatibilitate secundar	Compatibil cu invertorul/PCS al sistemului de stocare
Nivel de racordare rezultat	20 kV
Echipament de conexiune MT	Celulă de linie în modulul de conexiune / postul de transformare aferent parcului fotovoltaic
Mediu de stingere/izolație celule MT	Alternativ non-SF_6
Răcire transformatoare	ONAN sau echivalent
Regim de funcționare	Funcționare continuă
Clasă de izolație	Conform SR EN 60076-3
Standard transformator	SR EN 60076
Pierderi admise	Încadrate în limitele normative pentru transformatoare de distribuție MT
Protecții termice	Releu termic și senzori PT100 pentru înfășurări
Protecție gaz	Protecție Buchholz pentru transformatoare în ulei
Protecție diferențială	Prevăzută unde este cazul
Protecții maximale de curent	Pe fiecare înfășurare



Locație Scenariul 2 propus

Amplasarea, lucrările civile, instalațiile și montajul echipamentelor pentru Scenariul 2 sunt comune cu Scenariul 1și se realizează conform descrierilor constructive și tehnologice din prezentul subcapitol fiind sunt sintetizate în soluția recomandată de la 5.3 lit. c).

Locația unde se va realiza investiția:

	Locatie	Suprafata (mp)	Adresa CF
1	Teren, Nr. Cadastral 47858	219319	Județul Caraș-Severin

Au fost obținute rezultatele privind cantitățile de energie stocate la nivel zilnic și lunar, acestea constituind baza evaluării performanței operaționale a sistemului de stocare și a gradului de utilizare a capacității instalate.

Scenariul 2 - Cantitate energie medie zilnica stocată

Luna	Cantitate energie stocată [MWh]
Ianuarie	12,18
Februarie	16,68
Martie	20,00
Aprilie	20,00
Mai	20,00
Iunie	20,00
Iulie	20,00
August	20,00

Septembrie	20,00
Octombrie	20,00
Noiembrie	15,23
Decembrie	10,22

Scenariul 2 - Cantitate energie lunară stocată

Luna	Cantitate energie stocată [MWh]
Ianuarie	377,52
Februarie	467,13
Martie	620,00
Aprilie	600,00
Mai	620,00
Iunie	620,00
Iulie	620,00
August	620,00
Septembrie	600,00
Octombrie	620,00
Noiembrie	457,01
Decembrie	316,77

Pe parcursul unui interval anual complet de operare, sistemul de stocare acumulează o cantitate totală de energie de 6538,42 MWh, valoare care reflectă capacitatea efectivă de preluare și gestionare a energiei în condițiile reale de funcționare ale instalației. Această cantitate anuală stocată constituie un indicator relevant al performanței operaționale a sistemului, evidențiind atât potențialul său de integrare în rețea, cât și contribuția la optimizarea fluxurilor energetice și la echilibrarea producției și consumului în cadrul Sistemului Electroenergetic Național.

Sistemul de stocare analizat prezintă următoarele caracteristici și rezultate operaționale relevante:

- Capacitatea de stocare este de 25 MWh, valoare care permite absorbția și gestionarea unor volume semnificative de energie electrică provenită din surse regenerabile, contribuind la flexibilizarea operării instalației și la reducerea variațiilor în producție.
- Puterea invertorului este de 6,73 MW asigurând un regim de transfer al energiei compatibil cu cerințele rețelei și cu necesitățile specifice ale sistemului de stocare.

- Cantitatea totală de energie stocată în decursul a 12 luni este de 6538,42 MWh, rezultat care reflectă gradul efectiv de utilizare a instalației și capacitatea acesteia de a integra și redistribui energia regenerabilă disponibilă pe parcursul unui an de exploatare.
- Reducerea anuală a emisiilor de CO_2 este estimată la 3.270,68 tone CO_2, valoare calculată prin aplicarea metodologiei specifice (EAA × factorul de emisii × randamentul sistemului) și care evidențiază contribuția directă a investiției la diminuarea impactului asupra mediului și la atingerea obiectivelor de decarbonizare.

Capacitate stocare: 25 MWh;

Putere invertor: 6,73 MW;

Energie stocata in 12 luni: 6538,42 MWh;

Reducerea emisiilor de CO_2: 3.270,68 tone CO_2/an;

Rata de ciclare: 1/24 h.

Compararea scenariilor

Criteriu de analiză	Scenariul 1 – LFP	Scenariul 2 – NMC
Capacitate nominală totală a ansamblului	25 MWh	25 MWh
Tehnologie celule	$LiFePO_4$ (LFP)	NiMnCo (NMC)
Durată de viață (cicluri)	≥ 6.000	≥ 4.000
Adâncime de descărcare utilizabilă (DoD)	0,8	0,8
Randamentul global al ciclului de încărcare–descărcare (round-trip efficiency): η_RT	0,85	0,85
Capacitate energetică nominală container	≥ 5MWh	≥ 5MWh
Sistem detecție și stingere incendiu	DA	DA
Tip structura	Container	Container
Temperatură de funcționare	–30°C până la +55°C	–30°C până la +55°C
Umiditate relativă	0% – 100%	0% – 100%
Metodă de răcire	Răcire cu aer (HVAC)/ Răcire cu lichid	Răcire cu aer (HVAC)/ Răcire cu lichid

Analiza tehnico-economică evidențiază faptul că Scenariul 1 – BESS LFP containerizat, cuplare AC reprezintă soluția optimă tehnic și economic, datorită:

- compatibilității totale cu infrastructura electrică existentă;
- costurilor reduse de implementare și mentenanță;
- siguranței ridicate și duratei lungi de viață;
- posibilității de implementare rapide fără modificări asupra ATR.

Scenariul 2, deși oferă performanțe energetice ușor superioare, implică investiții mai mari și complexitate tehnică sporită.

Prin urmare, varianta recomandată pentru implementare este Scenariul 1 – sistem BESS LFP containerizat, cu limitarea exportului de putere la nivelul autorizat prin ATR.

3.2.1. Caracteristici tehnice și parametri specifici obiectivului de investiții

Scenariul 1

- Capacitate stocare: 25 MWh;
- Putere invertor: 6,73 MW;
- Energie stocata in 12 luni: 6.538,42 MWh;
- Reducerea emisiilor de CO2: 3.270,68 tone CO2/an.

Scenariul 2

- ✓ Capacitate stocare: 25 MWh;
- ✓ Putere invertor: 6,73 MW;
- ✓ Energie stocata in 12 luni: 6.538,42 MWh;
- ✓ Reducerea emisiilor de CO_2: 3.270,68 tone CO_2/an.

3.2.2. Varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia

Se prezintă de asemenea indicatorii cheie de performanta energetica globali:

Criteriu	Situația Actuala	Scenariul 1	Scenariul 2
Capacitate stocare [MWh]	-	25	25
Putere invertor [MW]	-	6,73	6,73
Energie stocata in 12 luni [MWh/an]	-	6.538,42	6.538,42
Reducere emisii anuale (echiv. Tone de CO_2/an)	-	3.270,68	3.270,68

Se prezintă de asemenea indicatorii cheie de performantă economi specifici:

Tablou orientativ pentru indicatorii energetici și economici

Denumire indicator	Scenariul1	Scenariul 2
Deviz General [Lei]	*25.378.792,50*	*26.077.677,50*
Capacitate stocare [MWh]	*25*	*25*
Putere invertor [MW]	*6,73*	*6,73*
Cheltuieli pentru investiția de baza [Lei]	*21.177.500,00*	*21.812.500,00*
Proiectare si asistenta tehnica [Lei]	*1.200.400,00*	*1.200.400,00*
Informare si publicitate [Lei]	*40.000,00*	*40.000,00*

Considerentele în funcție de care s-au selectat scenariile sunt:

- tehnic, operațional, economic/financiar, sustenabilitate și riscuri.

Indicatorii utilizați includ: compatibilitatea cu infrastructura existentă și condițiile de racordare (ATR), arhitectura de integrare, tehnologia celulelor și durabilitatea (număr de cicluri), siguranța în exploatare, eficiența globală, cerințe de mentenanță, durata de implementare, precum și costul total și costul pe ciclul de viață (LCOS).

Echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse

- Capacitate stocare: 25 MWh;
- Putere invertor: 6,73 MW.

3.3. Costurile deestimative ale investiției

- costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, cu luarea în considerare a costurilor unor investiții similare, ori a unor standarde de cost pentru investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții;

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, cu luarea în considerare a costurilor unor investiții similare, ori a unor standarde de cost pentru investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții;

Devizul General, care este parte integrantă a prezentului Studiu de fezabilitate, va fi actualizat de către beneficiar ori de câte ori este necesar, dar de regulă în următoarele situații:

- la data supunerii spre aprobare a studiului de fezabilitate/documentației de fezabilitate;
- la data organizării procedurii de atribuire a contractului de achiziție publică pentru execuția de lucrări;
- după încheierea contractelor de achiziție, rezultând valoarea de finanțare a obiectivului de investiție/lucrărilor de intervenții;
- la data întocmirii sau modificării de către ordonatorul principal de credite, potrivit legii, a listei obiectivelor de investiții, anexă la bugetul de stat sau la bugetul local, atât pentru obiective de investiții noi, cât și în continuare.

Valoarea actualizată a obiectivelor de investiții se va aproba de ordonatorul principali de credite, potrivit prevederilor legale în vigoare.

Costurile CapEx estimate pentru realizarea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune, cu luarea în considerare a costurilor unor proiecte similare ori a unor standarde de cost pentru proiecte similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune.

Se vor atașa Devizele la prezenta documentație. Prețurile s-au stabilit pe baza prețurilor practicate pe piață. Costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a proiectului sunt detaliate mai jos.

SCENARIUL 1

DEVIZ GENERAL

conform HG 907/2016

Privind cheltuielile necesare realizării lucrărilor de intervenţii pentru obiectivul de investiţie

Capacitaţi de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru MUN. REŞIŢA, JUD. CARAŞ-SEVERIN

Varianta 1 propusa

- Cheltuieli totale -

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	50.000,00	10.500,00	60.500,00
1.3	Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	25.000,00	5.250,00	30.250,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 1		**75.000,00**	**15.750,00**	**90.750,00**
CAPITOLUL 2: Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului				
2.1.	Instalaţii electrice	150.000,00	31.500,00	181.500,00
TOTAL CAPITOL 2		**150.000,00**	**31.500,00**	**181.500,00**
CAPITOLUL 3: Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică				
3.1.	**Studii**	100.000,00	21.000,00	121.000,00
3.1.1.	Studii de teren	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3.	Alte studii specifice	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.2	Documentaţii - suport şi cheltuieli pentru obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii	45.000,00	9.450,00	54.450,00
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

Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
3.5	Proiectare	523.000,00	109.830,00	632.830,00
3.5.1.	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2.	Studiu de Prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentaţie de avizare a lucrărilor de inverventii şi deviz general	108.000,00	22.680,00	130.680,00
3.5.4.	Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor/acordurilor/autorizaţiilor	65.000,00	13.650,00	78.650,00
3.5.5.	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic şi a detaliilor de execuţie	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.5.6.	Proiect tehnic şi detalii de execuţie	300.000,00	63.000,00	363.000,00
3.6	Consultanta si expertiza in organizarea procedurilor de achiziţie	0,00	0,00	0,00
3.7.	Consultanţă	175.000,00	36.750,00	211.750,00
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiţii	100.000,00	21.000,00	121.000,00
3.7.2.	Auditul financiar	75.000,00	15.750,00	90.750,00
3.8.	Asistenţă tehnică	357.400,00	75.054,00	432.454,00
3.8.1.	Asistenţă tehnică din partea proiectantului	137.400,00	28.854,00	166.254,00
3.8.1.1.	Pe perioada de execuţie a lucrărilor	122.400,00	25.704,00	148.104,00
3.8.1.2.	Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuţie, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcţii	15.000,00	3.150,00	18.150,00
3.8.2.	Dirigenţie de şantier	190.000,00	39.900,00	229.900,00
3.8.3.	Coordonator in materie de securitate si sanatate - conform HG 300/2006 cu modificarile si completarile ulterioare	30.000,00	6.300,00	36.300,00
TOTAL CAPITOL 3		**1.200.400,00**	**252.084,00**	**1.452.484,00**
CAPITOLUL 4: Cheltuieli pentru investiţia de bază				
4.1	Construcţii şi instalaţii	2.125.000,00	446.250,00	2.571.250,00
	Obiect nr. 1 – Platformă de susţinere betonată	800.000,00	168.000,00	968.000,00
	Obiect nr. 2 – Căi de acces şi platforme tehnologice din piatră spartă	350.000,00	73.500,00	423.500,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicaţii	30.000,00	6.300,00	36.300,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
	Obiect nr. 4 – Sistem de drenaj ape pluviale	150.000,00	31.500,00	181.500,00
	Obiect nr. 5 – Sistem de împrejmuire	140.000,00	29.400,00	169.400,00
	Obiect nr. 6 – Sistem de împământare şi protecţie la trăsnet	125.000,00	26.250,00	151.250,00
	Obiect nr. 7 – Săpătură şi pozare reţele electrice de cablu (BESS - PTAB pr. - PTAB Parc)	350.000,00	73.500,00	423.500,00
	Obiect nr. 8 - Sistem de iluminat exterior perimetral	80.000,00	16.800,00	96.800,00
	Obiect nr. 9 - Sistem de monitorizare acces şi supraveghere	100.000,00	21.000,00	121.000,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale	1.727.500,00	362.775,00	2.090.275,00
	Obiect nr. 1 - Baterii tip container	625.000,00	131.250,00	756.250,00
	Obiect nr. 2 - Invertoare	250.000,00	52.500,00	302.500,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicaţii	62.500,00	13.125,00	75.625,00
	Obiect nr. 4 – Container modular (birou/vestiar)	90.000,00	18.900,00	108.900,00
	Obiect nr. 5 – Posturi de transformare în anvelopă de beton	700.000,00	147.000,00	847.000,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj	17.275.000,00	3.627.750,00	20.902.750,00
	Obiect nr. 1 - Baterii tip container	12.500.000,00	2.625.000,00	15.125.000,00
	Obiect nr. 2 - Invertoare	2.500.000,00	525.000,00	3.025.000,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicaţii	125.000,00	26.250,00	151.250,00
	Obiect nr. 4 – Container modular (birou/vestiar)	150.000,00	31.500,00	181.500,00
	Obiect nr. 5 – Posturi de transformare în anvelopă de beton	2.000.000,00	420.000,00	2.420.000,00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	50.000,00	10.500,00	60.500,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 4		**21.177.500,00**	**4.447.275,00**	**25.624.775,00**
CAPITOLUL 5: Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de şantier	250.000,00	52.500,00	302.500,00
5.1.1.	Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	250.000,00	52.500,00	302.500,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării şantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	47.602,50	0,00	47.602,50
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	4.327,50	0,00	4.327,50
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii	21.637,50	0,00	21.637,50
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	21.637,50	0,00	21.637,50
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme şi autorizaţia de construire / desfiinţare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse şi neprevăzute	2.228.290,00	467.940,90	2.696.230,90
5.4.	Cheltuieli pentru informare şi publicitate	40.000,00	8.400,00	48.400,00
TOTAL CAPITOL 5		**2.565.892,50**	**528.840,90**	**3.094.733,40**
CAPITOLUL 6: Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	60.000,00	12.600,00	72.600,00
6.2	Probe tehnologice şi teste	150.000,00	31.500,00	181.500,00
TOTAL CAPITOL 6		**210.000,00**	**44.100,00**	**254.100,00**
Capitolul 7: Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+ 3.8+4+5.1.1)	0,00	0,00	0,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 7		**0,00**	**0,00**	**0,00**
	TOTAL GENERAL	**25.378.792,50**	**5.319.549,90**	**30.698.342,40**
	Din care C+M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)	**4.327.500,00**	**908.775,00**	**5.236.275,00**

SCENARIUL 2

DEVIZ GENERAL

conform HG 907/2016

Privind cheltuielile necesare realizării lucrărilor de intervenții pentru obiectivul de investiție

Capacitați de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru MUN. REȘIȚA, JUD. CARAȘ-SEVERIN

Varianta 2 analizata

- Cheltuieli totale –

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1: Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	50.000,00	10.500,00	60.500,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	25.000,00	5.250,00	30.250,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 1		**75.000,00**	**15.750,00**	**90.750,00**
CAPITOLUL 2: Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului				
2.1.	Instalații electrice	150.000,00	31.500,00	181.500,00
TOTAL CAPITOL 2		**150.000,00**	**31.500,00**	**181.500,00**
CAPITOLUL 3: Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1.	Studii	100.000,00	21.000,00	121.000,00
3.1.1.	Studii de teren	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3.	Alte studii specifice	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.2	Documentații - suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	45.000,00	9.450,00	54.450,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
3.5	Proiectare	523.000,00	109.830,00	632.830,00
3.5.1.	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2.	Studiu de Prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentaţie de avizare a lucrărilor de inverventii şi deviz general	108.000,00	22.680,00	130.680,00
3.5.4.	Documentaţiile tehnice necesare in vederea obţinerii avizelor/acordurilor/autorizaţiilor	65.000,00	13.650,00	78.650,00
3.5.5.	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic şi a detaliilor de execuţie	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.5.6.	Proiect tehnic şi detalii de execuţie	300.000,00	63.000,00	363.000,00
3.6	Consultanta si expertiza in organizarea procedurilor de achiziţie	0,00	0,00	0,00
3.7.	Consultanţă	175.000,00	36.750,00	211.750,00
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiţii	100.000,00	21.000,00	121.000,00
3.7.2.	Auditul financiar	75.000,00	15.750,00	90.750,00
3.8.	Asistenţă tehnică	357.400,00	75.054,00	432.454,00
3.8.1.	Asistenţă tehnică din partea proiectantului	137.400,00	28.854,00	166.254,00
3.8.1.1.	Pe perioada de execuţie a lucrărilor	122.400,00	25.704,00	148.104,00
3.8.1.2.	Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuţie, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcţii	15.000,00	3.150,00	18.150,00
3.8.2.	Dirigenţie de şantier	190.000,00	39.900,00	229.900,00
3.8.3.	Coordonator in materie de securitate si sanatate - conform HG 300/2006 cu modificarile si completarile ulterioare	30.000,00	6.300,00	36.300,00
TOTAL CAPITOL 3		**1.200.400,00**	**252.084,00**	**1.452.484,00**
CAPITOLUL 4: Cheltuieli pentru investiţia de bază				
4.1	Construcţii şi instalaţii	2.125.000,00	446.250,00	2.571.250,00
	Obiect nr. 1 – Platformă de susţinere betonată	800.000,00	168.000,00	968.000,00
	Obiect nr. 2 – Căi de acces şi platforme tehnologice din piatră spartă	350.000,00	73.500,00	423.500,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicaţii	30.000,00	6.300,00	36.300,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
	Obiect nr. 4 – Sistem de drenaj ape pluviale	150.000,00	31.500,00	181.500,00
	Obiect nr. 5 – Sistem de împrejmuire	140.000,00	29.400,00	169.400,00
	Obiect nr. 6 – Sistem de împământare și protecție la trăsnet	125.000,00	26.250,00	151.250,00
	Obiect nr. 7 – Săpătură și pozare rețele electrice de cablu (BESS - PTAB pr. - PTAB Parc)	350.000,00	73.500,00	423.500,00
	Obiect nr. 8 - Sistem de iluminat exterior perimetral	80.000,00	16.800,00	96.800,00
	Obiect nr. 9 - Sistem de monitorizare acces și supraveghere	100.000,00	21.000,00	121.000,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	1.762.500,00	370.125,00	2.132.625,00
	Obiect nr. 1 - Baterii tip container	650.000,00	136.500,00	786.500,00
	Obiect nr. 2 - Invertoare	260.000,00	54.600,00	314.600,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicații	62.500,00	13.125,00	75.625,00
	Obiect nr. 4 – Container modular (birou/vestiar)	90.000,00	18.900,00	108.900,00
	Obiect nr. 5 – Posturi de transformare în anvelopă de beton	700.000,00	147.000,00	847.000,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	17.875.000,00	3.753.750,00	21.628.750,00
	Obiect nr. 1 - Baterii tip container	13.000.000,00	2.730.000,00	15.730.000,00
	Obiect nr. 2 - Invertoare	2.600.000,00	546.000,00	3.146.000,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicații	125.000,00	26.250,00	151.250,00
	Obiect nr. 4 – Container modular (birou/vestiar)	150.000,00	31.500,00	181.500,00
	Obiect nr. 5 – Posturi de transformare în anvelopă de beton	2.000.000,00	420.000,00	2.420.000,00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	50.000,00	10.500,00	60.500,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 4		**21.812.500,00**	**4.580.625,00**	**26.393.125,00**
CAPITOLUL 5: Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	250.000,00	52.500,00	302.500,00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	250.000,00	52.500,00	302.500,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	47.987,50	0,00	47.987,50
5.2.1.	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	4.362,50	0,00	4.362,50
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	21.812,50	0,00	21.812,50
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	21.812,50	0,00	21.812,50
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire / desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	2.291.790,00	481.275,90	2.773.065,90
5.4.	Cheltuieli pentru informare și publicitate	40.000,00	8.400,00	48.400,00
TOTAL CAPITOL 5		**2.629.777,50**	**542.175,90**	**3.171.953,40**
CAPITOLUL 6: Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	60.000,00	12.600,00	72.600,00
6.2	Probe tehnologice și teste	150.000,00	31.500,00	181.500,00
TOTAL CAPITOL 6		**210.000,00**	**44.100,00**	**254.100,00**
Capitolul 7: Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+ 3.8+4+5.1.1)	0,00	0,00	0,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 7		**0,00**	**0,00**	**0,00**
	TOTAL GENERAL	**26.077.677,50**	**5.466.234,90**	**31.543.912,40**
	Din care C+M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)	**4.362.500,00**	**916.125,00**	**5.278.625,00**

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

a) studiu topografic

Nu este cazul.

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

Nu este cazul.

c) studiu hidrologic, hidrogeologic

În cadrul acestui studiu de fezabilitate nu s-a realizat un studiu hidrologic/hidrogeologic

d) studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice;

Nu este cazul.

e) studiu de trafic și studiu de circulație

Nu este cazul.

f) 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.

g) studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiții care se referă la amenajări spații verzi și peisajere

Nu este cazul.

h) studiu privind valoarea resursei culturale

Nu este cazul.

i) studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției

În urma analizelor și verificărilor efectuate, precum și din studiul documentelor avute la dispoziție au rezultat următoarele:

Lucrările propuse sunt posibil a fi realizate cu condiția respectării tuturor indicațiilor și recomandărilor producătorului. Lucrările vor fi executate conform legislației în vigoare.

Se vor lua toate măsurile necesare cu privire la asigurarea normelor de protecție a muncii și de prevenire a incendiilor.

Prevederile din normele în vigoare pot fi completate prin adoptarea de alte măsuri pe care proiectantul, beneficiarul sau executantul le consideră necesare în vederea desfășurării lucrărilor în deplină siguranță.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Pentru desfășurarea lucrărilor inclusiv a operațiunilor administrative a fost prevăzută conform graficului de mai jos:

Grafic Gantt cu realizarea investiției

Nr. Crt.	Activitatea	Luna																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Semnarea contractului de finanțare																	
2	Management de proiect																	
3	Activități de informare și publicitate																	
4	Încheierea contractelor de proiectare&execuție																	
5	Lucrări de proiectare și detalii de execuție																	
6	Obținere avize, acorduri și autorizații																	
7	Verificarea tehnică de calitate a proiectului																	
9	Achiziția și furnizarea echipamentelor																	
10	Asistență tehnică proiectant																	
11	Dirigenție de șantier																	
12	Realizare structură și cablaje electrice																	
13	Depunere dosar de plată - Tranșa I																	
14	Recepție lucrări de construcții si instalații																	
15	Montare echipamente: invertoare, tablouri concentratoare																	
16	Montaj echipamente																	
17	Recepție la finalizarea lucrărilor																	
18	Probe tehnologice și teste																	
19	PIF																	
20	Predarea instalațiilor beneficiarului																	
21	Activități de audit financiar																	
22	Depunere dosar de plata - Transa II																	

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

In analiza scenariilor propuse s-a considerat ca referință situația actuala.

Scenariul de referință:

Energie electrica stocata

Luna	Energie stocată [MWh]
Ianuarie	377,52
Februarie	467,13
Martie	620,00
Aprilie	600,00
Mai	620,00
Iunie	620,00
Iulie	620,00
August	620,00
Septembrie	600,00
Octombrie	620,00
Noiembrie	457,01
Decembrie	316,77
Total	**6538,42**

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

Nu este cazul.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum , dacă sunt aplicabile în această etapă de elaborare a studiului de fezabilitate și cu condiția să nu constituie responsabilitatea partenerului privat într-o etapă ulterioară a realizării proiectului:

- *necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz;*

Nu este cazul.

- *soluții pentru asigurarea utilităților necesare.*

Racordul de energie electrică si sistemul de contorizare pentru decontarea energiei electrice se va realiza în conformitate cu Avizul Tehnic de Racordare emis de operatorul de distribuție regional.

Nu este necesară asigurarea altor utilități la nivelul sistemului propus.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Tranziția către un sistem energetic decarbonat, aflată in evoluție, va transforma din temelii modul în care se generează, distribuie, stochează și consumă energia, deoarece va implica producerea de energie practic liberă de emisii de CO_2, creșterea eficienței energetice și decarbonarea transportului, a cladirilor și a industriei.

- atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind reducerea misiilor cu effect de sera (GES);
- combaterea schimbărilor climatice;
- atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică până în 2050.

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

Estimarea forței de muncă necesară pentru realizarea activităților impuse de fiecare soluție in parte se bazează pe buna practică in domeniu și pe tipul de lucrări asociate fiecăreia dintre soluțiile analizate.

În faza de realizare:

Estimare forță de munca

Nr. Crt.	Denumire meserie	Nr. Pers.
1	Electrician	3
2	Muncitor necalificat	4
3	Inginer electrician	3

În faza de operare:

Estimare forța de munca- operare

Nr. Crt.	Denumire meserie	Nr. Pers.
1	Electrician întreținere	2

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

Comparativ cu fondul actual de poluare in cele ce urmează, se estimează reducerea concentrațiilor de poluanți in atmosferă pentru perioada de analiză luată in calcul. Nu există un impact manifestat nici in perioada de instalare a masinilor nici in perioada de operare asupra: condițiilor hidrogeologice și hidrologice. De asemenea, nu este afectată negativ nici componenta socială exprimată prin modificarea calității vieții ca urmare a creșterii nivelului de zgomot sau a poluării aerului, pierderea tradițiilor sau modificarea structurii etnice ca urmare a efectuării unor strămutări, modificarea nivelului de trai ca urmare a pierderilor (după caz, a apariției unor beneficii) de natură economică.

Impactul negativ al proiectului in raport cu arii naturale protejate, rezervații de interes local sau național, parcuri naturale sau naționale este inexistent. In acest sens nu s-a identificat nicio influență negativă din punctul de vedere al impactului biodiversității si anume asupra:

i. pierderea habitatelor;
ii. alterarea habitatelor;
iii. perturbarea activității speciilor de faună;
iv. reducerea efectivelor ca urmare a creșterii mortalității.

Impactul asupra factorilor de mediu este nesemificativ si este justificat după cum urmeaza.

Protecția calității apelor:

Nu este cazul.

Protecția aerului:

Instalația nu emite poluanți atmosferici, nefiind necesare masuri de minimizare a emisiilor.

Protecția împotriva zgomotului și vibrațiilor:

În faza de implementare si funcționare, nu există surse de zgomote care să depășească limitele admise și nu se produc vibrații.

Protecția împotriva radiațiilor:

In procesul tehnologic NU se utilizeaza niciun fel de sursa radioactiva.

Protecția solului și a subsolului:

În faza de execuție a investiției, solul nu va fi afectat. Instalatia va fi menținută în perfectă stare de funcționare și va fi verificată periodic respectarea condițiilor de protecția mediului.

Protecția ecosistemelor terestre și acvatice:

NU exista interactiune cu ecosistemele terestre și acvatice.

NU este cazul adoptarii de masuri pentru protecția biodiversității, monumentelor naturii și ariilor protejate.

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

NU este cazul.

e) Respectarea principiului „Do No Significant Harm" pe durata implementării și pe întregul ciclu de viață al investiției

Investiția a fost analizată din perspectiva principiului „Do No Significant Harm" – DNSH, în conformitate cu articolul 17 din Regulamentul (UE) 2020/852, cu criteriile tehnice aplicabile activității 4.10 – „Stocarea energiei electrice" din Regulamentul delegat (UE) 2021/2139 și cu cerințele Anexei nr. 3 la Ghidul solicitantului.

Evaluarea acoperă toate etapele relevante ale ciclului de viață:

- proiectarea și achiziția echipamentelor;
- executarea lucrărilor și montajul;
- punerea în funcțiune;
- operarea și mentenanța;
- înlocuirea bateriilor prevăzută în anul 15;
- reutilizarea, pregătirea pentru reutilizare, reciclarea sau tratarea bateriilor și echipamentelor scoase din uz;
- dezafectarea finală a instalației și refacerea amplasamentului.

Perioada de referință de 20 de ani utilizată în analiza cost-beneficiu nu limitează obligațiile de mediu. Echipamentele instalate sau înlocuite în anul 15 vor fi gestionate până la sfârșitul duratei lor efective de viață, inclusiv dacă aceasta depășește perioada de referință financiară.

Soluția tehnică selectată este reprezentată de un sistem de stocare electrochimică cu baterii $LiFePO_4$ – LFP, având capacitatea nominală de 25 MWh și un sistem PCS cu puterea de 6,731 MW. Sistemul va funcționa la o adâncime de descărcare de 80%, cu randament global al ciclului de încărcare–descărcare de 85%, minimum 6.000 de cicluri și garanție de minimum 10 ani. Instalația va fi amplasată în container tehnic, prevăzut cu BMS, SCADA, HVAC, detecție și stingere a incendiilor, protecții electrice și monitorizare permanentă.

1. Atenuarea schimbărilor climatice

Investiția nu presupune utilizarea combustibililor fosili, procese de ardere sau realizarea unei infrastructuri care să determine dependența pe termen lung de surse energetice cu emisii ridicate. În exploatarea normală, sistemul BESS nu generează emisii directe de gaze cu efect de seră.

Încărcarea bateriei se va realiza exclusiv din energia electrică produsă de centrala fotovoltaică de 6731 MWp la care sistemul de stocare este conectat. Respectarea acestei condiții va fi asigurată prin logica EMS/SCADA, prin blocarea încărcării din rețeaua publică și prin contorizarea separată a energiei absorbite de BESS.

Conform bilanțului energetic al proiectului, energia absorbită anual din centrala fotovoltaică este de 6.538,42 MWh/an. Reducerea anuală a emisiilor se determină cu formula stabilită în proiect:

$$\text{Reducere } CO_2 = 3.270{,}68\ tCO_2/an.$$

Valoarea va fi verificată în etapa de monitorizare prin raportul de audit electroenergetic și prin datele înregistrate de contoare, EMS, BMS și SCADA.

Emisiile încorporate asociate fabricării echipamentelor nu sunt considerate nule. Acestea vor fi controlate prin achiziționarea unor baterii conforme cu Regulamentul (UE) 2023/1542, prin solicitarea documentelor privind amprenta de carbon, atunci când acestea sunt aplicabile la data punerii pe piață, și prin alegerea unor echipamente durabile, reparabile, modulare și reciclabile. Utilizarea tehnologiei LFP, durata de minimum 6.000 de cicluri, limitarea DoD la 80% și monitorizarea permanentă a temperaturii și stării de sănătate a bateriei reduc necesarul de înlocuire prematură și impactul asociat producerii unor echipamente noi.

În aceste condiții, proiectul nu generează emisii semnificative de gaze cu efect de seră și contribuie la creșterea utilizării energiei electrice produse din surse regenerabile.

2. Adaptarea la schimbările climatice

Investiția este supusă unei evaluări a riscurilor climatice și a vulnerabilității, corespunzătoare amplasamentului din municipiul Reșița și întregii durate de viață a sistemului. Evaluarea detaliată, realizată utilizând proiecții climatice și scenarii viitoare corelate cu durata investiției, constituie anexă la documentația tehnico-economică și va fi actualizată în etapa proiectului tehnic.

Pe baza caracteristicilor climatice prezentate în SF, au fost identificate ca relevante:

- creșterea temperaturilor medii și maxime și apariția valurilor de căldură;
- temperaturile negative, ciclurile îngheț–dezgheț, zăpada și depunerile de gheață;

- precipitațiile torențiale, acumulările pluviale și eroziunea locală;
- furtunile, vântul puternic, grindina și descărcările electrice;
- perioadele de secetă și creșterea riscului de incendiu al vegetației;
- umiditatea ridicată și coroziunea echipamentelor.

Pentru reducerea acestor riscuri sunt prevăzute următoarele măsuri:

- container și echipamente proiectate pentru domeniul de temperatură de minimum −30°C…+55°C;
- sistem HVAC dimensionat pentru sarcina termică efectivă a bateriilor și temperatura exterioară de calcul;
- monitorizarea temperaturii la nivel de modul/rack, cu alarmare, limitarea automată a puterii și oprirea controlată la depășirea pragurilor;
- grad de protecție de minimum IP55 și protecție anticorozivă corespunzătoare clasei C5-M;
- platformă stabilă și cotată în funcție de studiul topografic, geotehnic și de riscul de acumulare a apelor pluviale;
- sistem de colectare și evacuare controlată a apelor pluviale, fără transferarea riscului de inundare sau eroziune către terenurile învecinate;
- verificarea structurală a containerului, acoperișului, suporturilor și ancorajelor la încărcări din vânt, zăpadă și gheață;
- protecție la trăsnet, legare la pământ, echipotențializare și protecții la supratensiuni;
- menținerea accesului pentru intervenție și controlul vegetației din vecinătatea platformei.

Riscul seismic este tratat separat de riscurile climatice. Proiectarea structurii, platformei și ancorajelor se va realiza pentru parametrii seismici ag = 0,30g și Tc = 0,70 s menționați în prezenta documentație. Legăturile electrice și de comunicații vor permite deplasările relative prevăzute prin calcul, fără ruperea cablurilor sau pierderea funcțiilor de protecție.

Soluțiile de adaptare vor fi integrate în proiectul tehnic și în caietul de sarcini și nu vor transfera riscurile climatice către persoane, proprietăți, infrastructuri învecinate sau ecosisteme.

3. Utilizarea durabilă și protecția resurselor de apă

Conform Anexei nr. 3 la Ghidul solicitantului și criteriilor aplicabile activității 4.10, obiectivul nu necesită o evaluare DNSH de fond distinctă.

Sistemul BESS nu utilizează apă în procesul tehnologic și nu generează ape uzate în condiții normale de exploatare. Platforma va fi prevăzută cu drenaj controlat. În situații

accidentale, inclusiv incendiu sau scurgeri din echipamente auxiliare, va fi posibilă izolarea și reținerea apelor potențial contaminate, acestea urmând să fie caracterizate și predate unui operator autorizat.

Dacă se utilizează transformatoare cu ulei, acestea vor fi amplasate în cuve de retenție dimensionate pentru reținerea volumului de ulei prevăzut de proiectul tehnic. Alternativ, pot fi utilizate transformatoare uscate, dacă soluția tehnică adoptată permite.

4. Tranziția către o economie circulară

Anterior lansării achiziției va fi elaborat și aprobat Planul de gestionare a deșeurilor pentru întregul ciclu de viață. Planul va acoperi lucrările de construcții și montaj, mentenanța, înlocuirea bateriilor în anul 15 și dezafectarea finală.

Prin documentația de achiziție se vor solicita:

- echipamente durabile, modulare, reparabile și demontabile;
- declarații UE de conformitate și documentația tehnică a bateriei;
- demonstrarea cerințelor de siguranță aplicabile sistemelor staționare de stocare;
- BMS capabil să furnizeze date actualizate privind starea de sănătate și durata de viață estimată;
- accesul beneficiarului la datele privind capacitatea rămasă, randamentul, numărul de cicluri, temperaturile și evenimentele anormale;
- pașaportul electronic al bateriei, dacă punerea pe piață sau punerea în funcțiune are loc după data de la care acesta este obligatoriu;
- obligația producătorului/furnizorului de preluare a bateriilor scoase din uz sau dovada existenței unui contract cu un operator autorizat;
- instrucțiuni de demontare, manipulare, ambalare, transport și intervenție în caz de avarie.

În anul 15, înaintea înlocuirii, starea de sănătate a modulelor va fi evaluată pe baza datelor BMS și a testelor efectuate de personal autorizat. Modulele care îndeplinesc condițiile tehnice și legale pot fi reutilizate, recondiționate sau pregătite pentru o utilizare secundară numai prin operatori specializați. Modulele declarate deșeuri vor fi colectate separat și predate producătorului, organizației de răspundere extinsă sau unui operator autorizat.

Obiectivul de monitorizare este predarea trasabilă a 100% din cantitatea de baterii scoase din uz. Aceasta nu reprezintă o afirmație că 100% din masa bateriei va fi reciclată; eficiențele de reciclare și recuperare a materialelor vor fi cele prevăzute de legislația aplicabilă la data tratării.

Dezasamblarea neautorizată a modulelor și stocarea necontrolată pe amplasamentul beneficiarului sunt interzise. Evidența va cuprinde cantitățile, clasificarea deșeurilor, documentele de transport, operatorul destinatar și certificatele de valorificare/tratare.

Pentru deșeurile nepericuloase din construcții și demolări, cu excepția materialului natural încadrat la codul 17 05 04, minimum 70% din greutatea generată va fi pregătită pentru reutilizare, reciclare sau alte operațiuni de valorificare materială. Deșeurile vor fi colectate separat la sursă și depozitate temporar numai în spații amenajate.

Costurile aferente demontării, transportului, preluării și tratării bateriilor scoase din uz vor fi incluse fie în prețul contractual de înlocuire, fie distinct în proiecțiile financiare ale proiectului. Costul de înlocuire prevăzut în anul 15 nu poate fi considerat suficient dacă nu include explicit gestionarea legală a echipamentelor înlocuite.

5. Prevenirea și controlul poluării

Conform Anexei nr. 3 la Ghidul solicitantului, obiectivul nu necesită o evaluare DNSH de fond distinctă pentru activitatea de stocare a energiei electrice. Cu toate acestea, proiectul include măsuri de prevenire a incidentelor și a poluării accidentale.

În condiții normale de funcționare, BESS nu desfășoară procese de ardere și nu generează emisii atmosferice de proces. Riscurile anormale vor fi controlate prin BMS, monitorizarea temperaturii, detecția gazelor, alarmare, oprire automată, compartimentare și sistemul de stingere stabilit prin scenariul de securitate la incendiu.

În perioada de execuție vor fi controlate praful, zgomotul, deșeurile, eventualele scurgeri de combustibil și circulația utilajelor. În exploatare, PCS-ul, HVAC-ul și transformatoarele constituie surse tehnice de zgomot. Conformitatea se va verifica prin calcul acustic în proiectul tehnic și, după punerea în funcțiune, prin măsurători la limita amplasamentului, dacă actul de mediu sau situația din teren o impune.

Echipamentele de medie tensiune vor utiliza o soluție fără SF_6. Pe amplasament vor exista materiale absorbante, procedură pentru incidente, plan de intervenție și registru de evidență a evenimentelor de mediu.

6. Protecția biodiversității și a ecosistemelor

Sistemul BESS va fi amplasat pe terenul identificat prin CF nr. 47858, ocupând o suprafață de 1286 m², în interiorul amplasamentului energetic aferent centralei fotovoltaice. Lucrările vor fi limitate la platforma, traseele și suprafețele aprobate prin proiect și prin actul de reglementare pentru protecția mediului.

Concluzia privind ariile protejate, habitatele și necesitatea evaluării adecvate va fi preluată întocmai din Decizia etapei de încadrare nr. 25/20.04.2026.

Toate condițiile din actul de mediu vor fi transpuse în proiectul tehnic, caietul de sarcini și contractul de execuție. Nu se vor ocupa suprafețe suplimentare, nu se vor depozita materiale în afara zonelor aprobate și nu se va elimina vegetația din afara amprentei autorizate. Suprafețele afectate temporar vor fi refăcute după finalizarea lucrărilor. Iluminatul exterior va fi limitat la necesitățile de securitate și orientat către platformă.

Conformitatea cu criteriul DNSH va fi probată prin actul final de reglementare pentru protecția mediului și prin documentele care demonstrează că amplasamentul nu afectează terenuri agricole din clasele de calitate I și II, terenuri cu biodiversitate ridicată sau terenuri incluse în fondul forestier.

7. Implementare, monitorizare și raportare

Obligațiile DNSH vor fi introduse în documentațiile de achiziție pentru proiectare, furnizare, execuție, operare, mentenanță, înlocuire și dezafectare.

Beneficiarul va ține un registru DNSH care va include:

- documentele de conformitate și siguranță ale bateriei;
- pașaportul bateriei și datele BMS;
- energia absorbită din sursa fotovoltaică;
- energia restituită de BESS și randamentul round-trip;
- starea de sănătate și numărul de cicluri;
- consumurile auxiliare;
- verificările HVAC și ale instalației de detecție/stingere;
- evidența deșeurilor și documentele de predare;
- incidentele de mediu și măsurile corective;
- respectarea condițiilor actului de mediu;
- rapoartele de audit electroenergetic.

Înainte de dezafectare se va actualiza planul de gestionare a deșeurilor pe baza stării reale a echipamentelor și a legislației aplicabile la acel moment. Dezafectarea va fi realizată de personal calificat, iar bateriile și celelalte echipamente vor fi predate numai operatorilor autorizați.

Prin aplicarea măsurilor prezentate, proiectul nu produce prejudicii semnificative niciunuia dintre cele șase obiective de mediu pe durata implementării, exploatării, înlocuirii echipamentelor și dezafectării finale.

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

Dimensionarea obiectivului de investiții se realizează prin analiza și corelarea consumului energetic al beneficiarului cu capacitatea de producție de energie a câmpului de panouri fotovoltaice.

In tabelul de mai jos este prezentat necesarul lunar de energie electrica.

Contur energie electrica

Luna	Energie produsă [MWh]
Ianuarie	377,52
Februarie	467,13
Martie	620,00
Aprilie	600,00
Mai	620,00
Iunie	620,00
Iulie	620,00
August	620,00
Septembrie	600,00
Octombrie	620,00
Noiembrie	457,01
Decembrie	316,77

Prin stocarea de electricitate din surse regenerabile de energie, se va realiza o economie de energie, de emisii CO_2 și de cost.

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

Analiza cost-beneficiu (ACB) este un instrument analitic și are scopul de a evalua viabilitatea financiară și economică a proiectelor de investiții.

ACB este necesară pentru a justifica faptul că proiectul propus se integrează în contextul obiectivelor politicii regionale a UE, este oportun din punct de vedere economic și necesită contribuția Fondurilor pentru a deveni fezabil din punct de vedere financiar.

Pentru perioada de programare 2021-2027, Comisia a furnizat un set de reguli de lucru care să asigure o Analiză cost beneficiu coerentă. Analiza cost-beneficiu (ACB) este realizată în conformitate cu:

- Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor de Investiții pentru perioada 2021-2027;
- Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2015/207 al Comisiei din 20 ianuarie 2015 de stabilire a normelor detaliate de punere în aplicare a Regulamentului (UE) nr. 1303/2013 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește modelele pentru raportul de progres, transmiterea informațiilor privind un proiect major, planul de acțiune comun, rapoartele de implementare pentru obiectivul privind investițiile pentru creștere economică și locuri de muncă, declarația de gestiune, strategia de audit, opinia de audit și raportul anual de control și în ceea ce privește metodologia de realizare a analizei cost-beneficiu și, în temeiul Regulamentului (UE) nr. 1299/2013 al Parlamentului European și al Consiliului, în ceea ce privește modelul pentru rapoartele de implementare pentru obiectivul de cooperare teritorială europeană; Conform Regulamentului UE 2015/207 al Comisiei din 20 ianuarie 2013 – Anexa III Metodologia de realizare a analizei cost-beneficiu art. 1.4 și in conformitate cu legislația națională, respectiv Hotărârea Guvernului României nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice care prevede ca ACB să facă parte din documentația tehnica-economică.

Scopul prezentului capitol este de a calcula indicatorii de performanță financiară pentru cele două scenarii detaliate în cadrul prezentului Studiu de fezabilitate denumite generic Scenariul recomandat și Scenariul nerecomandat, pentru a determina care dintre acestea este optim din punct de vedere financiar, în vederea implementării.

Din punctul de vedere al structurii prezentului capitol se vor realiza următoarele:

- Prezentare ipoteze – generale pentru ambele scenarii analizate;
- Prezentarea cheltuielilor aferente fiecărui scenariu;
- Prezentarea veniturilor aferente fiecărui scenariu;
- Calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și sustenabilitatea financiară.

4.6.1. Ipoteze de bază ale analizei financiare

Obiectivul principal al analizei financiare (analiza cost-beneficiu financiară) este de a calcula indicatorii performanței finaciare a proiectului. Analiza scoate în evidență strict indicatorii proiectului fără ca aceștia să fie alterați de alte acțiuni ale beneficiarului, respectandu-se totodata cerința specifică, și anume – "proiectul trebuie să fie în mod clar o unitate de analiză independentă".

Scopul analizei financiare este de a utiliza previziunile fluxului de numerar al proiectului pentru a calcula ratele randamentului adecvate, rata internă financiară a randamentului capitalului (RIRC) și valoarea netă financiară actuală corespunzătoare (VNAC).

Structura analizei financiare presupune că, pe baza valorii totale a investiției, a determinării veniturilor si costurilor totale aferente exploatării, a identificării surselor financiare, a determinării sustenabilității financiare și a fluxurilor de numerar, se va determina RIRC.

Metoda utilizată în dezvoltarea analizei cost-beneficiu financiară este cea a fluxului net de numerar actualizat. Potrivit acestei metode fluxurile non-monetare, cum sunt amortizarea, TVA-ul și provizioanele, nu sunt luate în considerare.

Rata de actualizare

Ca o definiție generala, rata financiara a actualizarii reprezinta costul de oportunitate al capitalului. Costul de oportunitate al capitalului reprezinta costul renuntarii la rentabilitatea sigura oferita de o investiție in speranta obtinerii unei rentabilitati mai mari.

Conform Ghidului pentru analiza cost-beneficiu a proiectelor de investiții finanțate din fonduri europene în perioada 2021–2027, emis de Comisia Europeană, este obligatorie aplicarea următoarelor rate de actualizare exprimate în termeni reali:

- ✓ 4% pentru analiza financiară;
- ✓ 5% pentru analiza economică (rata socială de actualizare).

Perioada de referinta sau Orizontul de timp luat in calcul este de 20 ani. Prin orizontul de timp se intelege numarul maxim de ani pentru care se fac previziunile.

Previziunile care privesc tendinta viitoare a proiectului trebuie formulate pentru o perioada adecvata vietii sale economice si sa fie suficient de lunga pentru a lua in considerare impactul sau pe termen mediu/lung. Numarul maxim de ani pentru care se face previziunea determina durata de viata a proiectului si este legat de sectorul in care se realizeaza investiția. Perioada de referință include perioada de implementare a investiției – anul 0 si perioada de operare a proiectului 20 ani, perioadă în care sunt previzionate venituri și costuri de operare.

Prețuri constante – La elaborarea analizei financiare s-a adoptat metoda folosirii preturilor fixe, fără a aplica un scenariu de evolutie pentru rata inflatiei la moneda de referinta, si anume lei. In vederea actualizarii la zi a fluxurilor nete viitoare necesare calcularii indicatorilor de performanta, se estimeaza aceasta rata la nivelul costului de oportunitate a capitalului investiției pe perioada de referinta. Avand in vedere ca acest capital este directionat către un proiect de investiție cu impact major asupra comunitatii locale, actualizarea se aplica la nivelul recomandat de 4%. Atât costurile cât și veniturile nu iau în calcul influența inflației – respectând prevederile Ghidului European privind elaborarea analizelor Cost-Beneficiu, respectiv ale Ghidului Solicitantului.;

- Prețurile (veniturile și costurile) vor fi păstrate constante pentru întreaga perioadă de analiză. Se consideră că durata analizei – 20 de ani este una extrem de mare pentru a putea estima direcția în care va merge mediul economic. Atât prețurile precum și costurile pot crește sau scădea (așa cum au făcut-o în ultimii 20 de ani) motiv pentru care scenariul "constant" este la fel de viabil ca orice alt scenariu. Totodată, păstrarea tuturor elementelor la un nivel constant elimină riscul subiectivității și conferă o mult mai mare transparență in determinarea indicatorilor proiectului.
- Analiza este realizată în conformitate cu principul economic al prudenței – costurile sunt prezentate într-o manieră ușor supraevaluată pe când veniturile într-o manieră ușor pesimistă.
- Analiza celor două scenarii ia în calcul exclusiv impactul proiectului, fără a evalua în vreun fel situația societății. Proiectul este așadar o unitate de analiză independentă, respectând cerințele Ghidului Solicitantului.

4.6.2. Investiția de capital

Costul cu investiția este specific pentru fiecare scenariu în parte și include atât costurile de capital cât și costurile legate de implementarea proiectului (exemple: costuri cu pregătirea documentațiilor de finanțare, costuri cu managementul proiectului, costuri de publicitate și informare, costuri cu auditul proiectului, etc).

Investiția de capital totală

Investiția de capital totală	Lei fără TVA	TVA	TOTAL
Scenariul 1 - recomandat	25.378.792,50	5.319.549,90	30.698.342,40
Scenariul 2 - nerecomandat	26.077.677,50	5.466.234,90	31.543.912,40

Criteriu	Scenariul 1	Scenariul 2
Energie stocată în 12 luni [MWh/an]	6538,42	6538,42

În cadrul ambelor scenarii propuse pentru sistemul de stocare a energiei electrice, capacitatea instalată este de 25 MWh, iar puterea invertorului este de 6,73 MW. Sistemul bidirecțional permite atât încărcarea bateriilor prin conversia energiei electrice disponibile în rețea, cât și descărcarea controlată a energiei stocate pentru consum sau injectare în rețea, optimizând astfel fluxurile energetice și contribuind la stabilitatea Sistemului Electroenergetic Național.

Sistemul are rolul de a crește flexibilitatea operațională a instalației de producere din surse regenerabile, de a reduce vârfurile de sarcină, de a reduce dezechilibre interne dintre producția fotovoltaică și consum, precum și de a gestiona eficient energia în perioadele cu prețuri volatile pe piața de energie. Dimensionarea puterii invertorului și a bateriilor asigură un echilibru optim între performanță, durabilitate și compatibilitatea cu rețeaua electrică, prevenind uzura accelerată a echipamentelor și respectând limitele de putere stabilite de operatorul de distribuție.

Pe parcursul unui an complet, sistemul poate stoca un total de 6538,42 MWh, ceea ce evidențiază capacitatea efectivă de integrare și redistribuire a energiei regenerabile. Implementarea acestuia contribuie la reducerea emisiilor de CO_2 cu aproximativ 3270,68 tone anual, susținând obiectivele de decarbonizare și tranziție energetică.

Instalațiile de stocare au o rată de degradare a capacității de stocare de aproximativ 2,5%/an, fapt care va duce la o diminuare a energiei pe care sistemul o va descărca pentru utilizare în platforma industrială.

4.6.3. Costuri și venituri din exploatare

Pentru calculul costurilor de exploatare, în vederea determinării ratei interne a rentabilității, financiare, toate elementele care nu conduc la o creștere efectivă a cheltuielilor bănești se exclud, chiar dacă aceste elemente sunt incluse în mod normal în contabilitatea societății (balanțe, bilanțuri și contul de profit și pierderi).

Următoarele elemente trebuie să fie excluse deoarece includerea lor nu este în concordanță cu metoda fluxului de numerar actualizat:

- amortizările, deoarece ele nu reprezintă plăți efective în numerar;
- orice rezerve pentru categorii diverse, care nu corespund unui consum real de bunuri și care se iau în considerare numai în analiza riscurilor și nu prin includerea valorilor respective în calculul costului total.

4.6.4. Venituri din exploatare

Așadar, la o funcționare anuală, BESS va absorbi o cantitate de energie electrică produsă de parcul fotovoltaic de 6538,42 MWh/an. Cantitatea de 6538,42 MWh/an energie electrică utilizată se va considera efectul benefic al utilizării BESS pentru acest proiect. Pentru analiza cost-beneficiu se va considera că aceeași cantitate de energie electrică nu se mai cumpără de la furnizor.

Prețul:

Analizând datele disponibile de la OPCOM pentru anul 2025, observăm următoarele prețuri medii ponderate pe Piața pentru Ziua Următoare (PZU):

- **Ianuarie 2025**: 737,27 lei/MWh
- **Februarie 2025**: 807,22 lei/MWh
- **Martie 2025**: 531,69 lei/MWh
- **Aprilie 2025**: 460,66 lei/MWh
- **Mai 2025**: 464,43 lei/MWh
- **Iunie 2025**: 459,37 lei/MWh
- **Iulie 2025**: 526,89 lei/MWh
- **August 2025**: 409,45 lei/MWh
- **Septembrie 2025**: 506,05 lei/MWh
- **Octombrie 2025**: 641,00 lei/MWh
- **Noiembrie 2025**: 638,08 lei/MWh
- **Decembrie 2025**: 607,92 lei/MWh

Astfel, prețul mediu anual al energiei electrice pe PZU în 2025 a fost de aproximativ 565,84 lei/MWh.

În ceea ce privește intervalele orare de vârf (7:00-10:00 și 18:00-21:00), prețurile tind să fie mai ridicate decât media zilnică, datorită cererii crescute. De exemplu, în datele furnizate pentru 1 februarie 2025, prețul mediu pentru intervalul de vârf a fost de 686,03 lei/MWh.

Abordând metoda preturilor constante, vom merge pe diferența de preț dintre vârf si baza, de 520 lei/MWh pe perioada orizontului de timp.

Scenariul 1 - recomandat, Scenariul 2 - nerecomandat

Total venituri din economie de factura

Anul 1					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	5.557.659,01	0,52	2.889.982,69	549.096,71	3.439.079,40
Total	5.557.659,01		2.889.982,69	549.096,71	3.439.079,40

Anul 2					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	5.418.717,54	0,52	2.817.733,12	535.369,29	3.353.102,41
Total	5.418.717,54		2.817.733,12	535.369,29	3.353.102,41

Anul 3					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	5.283.249,60	0,52	2.747.289,79	521.985,06	3.269.274,85
Total	5.283.249,60		2.747.289,79	521.985,06	3.269.274,85

Anul 4					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	5.151.168,36	0,52	2.678.607,55	508.935,43	3.187.542,98
Total	5.151.168,36		2.678.607,55	508.935,43	3.187.542,98

Anul 5					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	5.022.389,15	0,52	2.611.642,36	496.212,05	3.107.854,41
Total	5.022.389,15		2.611.642,36	496.212,05	3.107.854,41

Anul 6					
Venituri proiect	Cantitate (kWh)	Preț fără TVA (lei/kWh)	Valoare anuala (lei fără TVA)	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	4.896.829,42	0,52	2.546.351,30	483.806,75	3.030.158,05
Total	4.896.829,42		2.546.351,30	483.806,75	3.030.158,05

Anul 7					
Venituri proiect	Cantitate (kWh)	Preț fără TVA (lei/kWh)	Valoare anuala (lei fără TVA)	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	4.774.408,69	0,52	2.482.692,52	471.711,58	2.954.404,10
Total	4.774.408,69		2.482.692,52	471.711,58	2.954.404,10

Anul 8					
Venituri proiect	Cantitate (kWh)	Preț fără TVA (lei/kWh)	Valoare anuala (lei fără TVA)	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	4.655.048,47	0,52	2.420.625,20	459.918,79	2.880.543,99
Total	4.655.048,47		2.420.625,20	459.918,79	2.880.543,99

Anul 9					
Venituri proiect	Cantitate (kWh)	Preț fără TVA (lei/kWh)	Valoare anuala (lei fără TVA)	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	4.538.672,26	0,52	2.360.109,57	448.420,82	2.808.530,39
Total	4.538.672,26		2.360.109,57	448.420,82	2.808.530,39

Anul 10					
Venituri proiect	Cantitate (kWh)	Preț fără TVA (lei/kWh)	Valoare anuala (lei fără TVA)	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	4.425.205,45	0,52	2.301.106,83	437.210,30	2.738.317,13
Total	4.425.205,45		2.301.106,83	437.210,30	2.738.317,13

Anul 11					
Venituri proiect	Cantitate (kWh)	Preț fără TVA (lei/kWh)	Valoare anuala (lei fără TVA)	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	4.314.575,32	0,52	2.243.579,16	426.280,04	2.669.859,21
Total	4.314.575,32		2.243.579,16	426.280,04	2.669.859,21

Anul 12					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	4.206.710,93	0,52	2.187.489,68	415.623,04	2.603.112,73
Total	4.206.710,93		2.187.489,68	415.623,04	2.603.112,73

Anul 13					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	4.101.543,16	0,52	2.132.802,44	405.232,46	2.538.034,91
Total	4.101.543,16		2.132.802,44	405.232,46	2.538.034,91

Anul 14					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	3.999.004,58	0,52	2.079.482,38	395.101,65	2.474.584,03
Total	3.999.004,58		2.079.482,38	395.101,65	2.474.584,03

Anul 15					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	3.899.029,47	0,52	2.027.495,32	385.224,11	2.412.719,43
Total	3.899.029,47		2.027.495,32	385.224,11	2.412.719,43

Anul 16					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	3.801.553,73	0,52	1.976.807,94	375.593,51	2.352.401,45
Total	3.801.553,73		1.976.807,94	375.593,51	2.352.401,45

Anul 17					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	3.706.514,89	0,52	1.927.387,74	366.203,67	2.293.591,41
Total	3.706.514,89		1.927.387,74	366.203,67	2.293.591,41

Anul 18					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	3.613.852,01	0,52	1.879.203,05	357.048,58	2.236.251,63
Total	**3.613.852,01**		**1.879.203,05**	**357.048,58**	**2.236.251,63**

Anul 19					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	3.523.505,71	0,52	1.832.222,97	348.122,36	2.180.345,34
Total	**3.523.505,71**		**1.832.222,97**	**348.122,36**	**2.180.345,34**

Anul 20					
Venituri proiect	**Cantitate (kWh)**	**Preț fără TVA (lei/kWh)**	**Valoare anuala (lei fără TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	3.435.418,07	0,52	1.786.417,40	339.419,31	2.125.836,70
Total	3.435.418,07		1.786.417,40	339.419,31	2.125.836,70

4.6.5. Costuri operaționale

Cheltuielile suportate de titularul investiției, in calitate de proprietar, sunt detaliate mai jos.

a) Costurile de înlocuire - includ costurile cu înlocuirile de echipamente cu durata de viață economică mai mica decât perioada de referință a proiectului; Infrastructura tehnică de producere a energiei regenerabile este formată din mai multe componente tehnice – fiecare cu o durată de viață distinctă. Deși durata de viață contabilă a acestor echipamente este un lucru diferit de durata de funcționare – considerăm că la acest moment (elaborarea ofertei) cel mai transparent mod de a stabili valoarea și momentul costurilor de înlocuire este raportarea la durata de viață prevăzută în nomenclatorul privind durata de funcționare a mijloacelor fixe.

Componentele sistemului de producere a energiei fotovoltaice cu durată de viață mai mica decât orizontul de timp, sunt:

- **Pachetele de baterii** (8-15 ani)

Se degradează din cauza ciclurilor repetate de încărcare-descărcare.

- După ~10-15 ani, pierd din capacitate și necesită înlocuire.

- **Invertorul bidirecțional (PCS - Power Conversion System)** (10-15 ani)
  - Convertește curentul DC/AC și gestionează fluxul de energie.
  - Electrocomponentele (IGBT, condensatori, relee) se degradează în timp.
  - Durată tipică: 10-15 ani (poate necesita înlocuire la jumătatea duratei sistemului).
- **Sistemul de management al bateriei (BMS)** (10-15 ani)
  - Monitorizează tensiunea, temperatura și echilibrează celulele.
  - Stresul termic și îmbătrânirea electronică pot afecta performanța.
- **Sistemul de răcire (HVAC, răcire lichidă sau aer)** (10-15 ani)
  - Funcționează continuu pentru a menține temperatura optimă.
  - Pompele, ventilatoarele și agenții de răcire necesită întreținere și pot necesita înlocuire după 10-15 ani.

Cheltuieli de întreținere si mentenanță (mentenanță preventiva, mentenanță corectivă)

Reprezintă costuri anuale cu asigurarea funcționării continue și constante a infrastructurii tehnice de stocare a energiei electrice.

Mentenanța preventivă a unui sistem de stocare cu baterii este esențială pentru prelungirea duratei de viață, menținerea performanței și prevenirea defectelor. Aceasta include inspecții regulate, monitorizare și intervenții proactive.

Plan de Mentenanță Preventivă

- Zilnic (Monitorizare Automatizată - EMS & BMS)
- Verificarea parametrilor critici (prin software-ul de management BMS & EMS):
- Tensiune, curent, temperatură, SOC (State of Charge), SOH (State of Health)
- Anomalii în curba de descărcare sau încărcare
- Monitorizarea alarmelor și notificărilor

Detectarea dezechilibrelor între celule și module

Lunar (Inspecție Tehnică de Bază)

- Inspecția vizuală a pachetelor de baterii:
- Deformări, scurgeri, oxidare la terminale
- Conectori slăbiți sau cabluri deteriorate
- Ventilația și integritatea termică
- Verificarea BMS & EMS:
- Actualizări firmware/software

- Echilibrarea celulelor pentru prevenirea degradării premature
- Testarea sistemului de răcire:
- Debitul de aer sau lichid de răcire
- Curățarea filtrelor de aer

Trimestrial (Întreținere Electrică)

- Verificarea invertorului bidirecțional (PCS):
- Pierderi de conversie, eficiență energetică
- Anomalii de frecvență sau tensiune
- Testarea bateriilor la sarcină reală:
- Analiză a SOC (State of Charge) și SOH (State of Health)
- Măsurători de rezistență internă
- Verificarea termică a conexiunilor electrice (camere de termoviziune pentru identificarea punctelor fierbinți)

Anual (Revizie Majoră)

- Test de capacitate completă (comparare cu valorile inițiale pentru a estima degradarea)
- Verificarea integrității fizice a carcaselor și componentelor de protecție
- Testare de siguranță – simulare condiții critice (supraîncălzire, descărcare profundă, suprasarcină)

Întreținerea componentelor HVAC și a sistemelor de stingere a incendiilor

Mentenanța corectivă se aplică în cazul unei defecțiuni și necesită intervenție imediată pentru a restabili funcționarea normală a sistemului de stocare. Aceasta poate fi reparativă (dacă problema poate fi rezolvată) sau înlocuire de componente (dacă elementele sunt deteriorate ireversibil).

Alte costuri operaționale

Pe lângă costurile de mentenanța, un sistem de stocare a energiei electrice (BESS) are costuri operaționale și de întreținere care trebuie luate în considerare pe durata sa de viață.

- Securitate și Pază- Contract cu o firmă de securitate- supraveghere video
- Prime de Asigurare – Asigurare Mijloace Fixe
- Asigurarea echipamentului împotriva riscurilor (incendiu, explozie, vandalism, catastrofe naturale)
- Asigurare de răspundere civilă în caz de daune provocate terților

- Asigurare pentru pierderi operaționale (ex. oprirea sistemului din cauza unei defecțiuni)
- Cheltuieli de Înlocuire (Componente Critice)
- Elemente care trebuie înlocuite înainte de 20 de ani:
- Module de baterii Li-Ion (în funcție de degradare, ~10-15 ani durata medie de viață)
- Invertor (PCS - Power Conversion System) (10-15 ani, depinde de utilizare)
- Sistem de răcire (HVAC, răcire lichidă/aer) (ventilatoare, pompe de circulație ~10-15 ani)
- Senzori și componente electronice din BMS (10-15 ani, în funcție de fiabilitate)

Scenariul 1 – recomandat

Total costuri de înlocuire

Costuri de înlocuire [LEI]	Anul																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	17	19	20
Total costuri de înlocuire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.019.500	0	0	0	0	0

Scenariul 2 – nerecomandat

Total costuri de înlocuire

Costuri de înlocuire [LEI]	Anul																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	17	19	20
Total costuri de înlocuire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10.367.500	0	0	0	0	0

Astfel, in cazul celor doua scenarii, aceste cheltuieli se prezinta după cum urmează:

Scenariul 1 - recomandat

Total cheltuieli

Perioada	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5
Mentenanța preventivă	482.197	482.197	482.197	482.197	482.197
Mentenanța corectivă	192.879	192.879	192.879	192.879	192.879
Prime de asigurare-asigurare mijloace fixe	154.811	154.811	154.811	154.811	154.811
Alte cheltuieli de exploatare	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	**879.887**	**879.887**	**879.887**	**879.887**	**879.887**

Perioada	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Mentenanța preventiva	482.197	482.197	482.197	482.197	482.197
Mentenanța corectiva	192.879	192.879	192.879	192.879	192.879
Prime de asigurare-asigurare mijloace fixe	154.811	154.811	154.811	154.811	154.811
Alte cheltuieli de exploatare	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	**879.887**	**879.887**	**879.887**	**879.887**	**879.887**

Perioada	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15
Mentenanța preventiva	482.197	482.197	482.197	482.197	482.197
Mentenanța corectiva	192.879	192.879	192.879	192.879	192.879
Prime de asigurare-asigurare mijloace fixe	154.811	154.811	154.811	154.811	154.811
Alte cheltuieli de exploatare	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Cheltuieli înlocuire					10.019.500
TOTAL LEI	**879.887**	**879.887**	**879.887**	**879.887**	**10.899.387**

Perioada	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
Mentenanța preventiva	482.197	482.197	482.197	482.197	482.197
Mentenanța corectiva	192.879	192.879	192.879	192.879	192.879
Prime de asigurare-asigurare mijloace fixe	154.811	154.811	154.811	154.811	154.811
Alte cheltuieli de exploatare	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	**879.887**	**879.887**	**879.887**	**879.887**	**879.887**

Scenariul 2 - nerecomandat

Total cheltuieli

Perioada	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5
Mentenanța preventiva	495.476	495.476	495.476	495.476	495.476
Mentenanța corectiva	198.190	198.190	198.190	198.190	198.190
Prime de asigurare-asigurare mijloace fixe	159.074	159.074	159.074	159.074	159.074
Alte cheltuieli de exploatare	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740

Perioada	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Mentenanța preventiva	495.476	495.476	495.476	495.476	495.476
Mentenanța corectiva	198.190	198.190	198.190	198.190	198.190
Prime de asigurare-asigurare mijloace fixe	159.074	159.074	159.074	159.074	159.074
Alte cheltuieli de exploatare	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740

Perioada	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15
Mentenanța preventiva	495.476	495.476	495.476	495.476	495.476
Mentenanța corectiva	198.190	198.190	198.190	198.190	198.190
Prime de asigurare-asigurare mijloace fixe	159.074	159.074	159.074	159.074	159.074
Alte cheltuieli de exploatare	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Cheltuieli înlocuire					10.367.500
TOTAL LEI	902.740	902.740	902.740	902.740	11.270.240

Perioada	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
Mentenanța preventiva	495.476	495.476	495.476	495.476	495.476
Mentenanța corectiva	198.190	198.190	198.190	198.190	198.190
Prime de asigurare-asigurare mijloace fixe	159.074	159.074	159.074	159.074	159.074
Alte cheltuieli de exploatare	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740

4.6.6. Valoarea reziduală

Perioadă de referință este de 20 ani. Deși durata de viață economică utilă depășește perioada de referință, in acești ani veniturile generate de investiție vor fi mai mici sau cel mult egale cu costurile de mentenanță și operare. Conform Catalogului mijloacelor fixe aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 2139/2004, sistemele fotovoltaice sunt încadrate în grupa 2 – Instalații tehnice, mijloace de transport, animale și plantații, mai exact în cadrul clasei 2.1 – Echipamente și instalații energetice. În mod particular, acestea sunt clasificate în subclasa 2.1.13, care include instalațiile destinate producerii energiei din surse regenerabile, cum ar fi panourile fotovoltaice, invertoarele și alte componente asociate conversiei energiei solare în energie electrică.

Pentru această categorie, catalogul prevede o durată normală de utilizare cuprinsă între 8 și 16 ani. Această perioadă reprezintă intervalul în care mijlocul fix (în acest caz, sistemul de stocare) poate fi amortizat contabil, iar alegerea exactă a duratei din acest interval este la latitudinea entității deținătoare, în funcție de condițiile concrete de utilizare, politica contabilă și nivelul așteptat al uzurii fizice și morale.

Astfel, s-a luat in calcul ca la sfârșitul orizontului de timp valoarea reziduala va fi egala cu 0.

4.6.7. Determinarea profitabilității financiare a investiției. Calculul indicatorilor financiari

Rentabilitatea financiară a investiției se poate evalua prin estimarea valorii financiare nete actuale (VNA) și a ratei rentabilității financiare a investiției (RIR). Acești indicatori arată capacitatea veniturilor nete de a acoperi costurile de investiții, indiferent de modalitatea în care acestea sunt finanțate. Pentru ca un proiect să poată fi considerat eligibil pentru acordarea cofinanțării din Fonduri, VNA trebuie să fie negativ și RIR trebuie să fie mai mic decât rata de actualizare folosită pentru analiză.

Profitabilitatea financiara a investiției a fost determinată prin estimarea ratei financiare de rentabilitate a investiției (RIRF/C) pe baza fluxului de numerar net actualizat cu rata de actualizare de 4% și prin calcularea venitului net actualizat al investiției .

Rata internă a rentabilității financiare a investiției este calculată luând în considerare costurile totale ale investiției ca o ieșire (împreuna cu costurile de exploatare), iar beneficiile (inclusiv valoarea reziduala) ca o intrare.

Formulele de calcul pentru determinarea celor doi indicatori sunt următoarele (conform Ghidului pentru întocmirea analizelor cost-beneficiu recomandat și de ghidul solicitantului aferent prezentului apel):

În cazul valorii actualizate nete (FNPV – în imaginea următoare):

$$FNPV(C) = \sum_{i=0}^{n} a_i S_i = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \ldots + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

În cazul Ratei interne de rentabilitate a proiectului (FRR) în imaginea următoare:

$$0 = \sum \frac{St}{(1+FRR)^t}$$

unde:

- FNPV (C) este VANF – valoarea actualizată netă financiară;
- FRR este RIR;
- S reprezintă fluxul de numerar aferent fiecărui an ;
- i – rata de actualizare; în cazul investiției analizate, rata de actualizare selectată pentru calculul VANF este de 4%.
- 0-n – numărul de ani ai perioadei de realizare a investiției (1-20);
- t – numărul de ani ai perioadei de exploatare previzionate, în cazul de față 20 de ani;

Veniturile și cheltuielile pentru analiza financiară, includ:

a) baza este investiția inițială, dată de valoarea totală a bugetului investițional;
b) valoarea reziduală este valoarea finală a investiției la sfârșitul perioadei de prognoze;
c) fluxul de numerar:
   - anual, reprezintă diferența între intrările (încasări) și ieșirile anuale de numerar;
   - inițial, este reprezentat de investiția inițială făcută, considerată ca o ieșire de numerar ce are loc în anul 0;
   - final, este reprezentat de valoarea finală (sau reziduală – după perioada de previziune) a investiției, valoarea actualizată a acestuia mărind suma fluxurilor de numerar actualizate;
d) rata de actualizare realizează aducerea fluxurilor de numerar (inițial, final și anuale) viitoare la valorile momentului de bază al investiției, anul 0;
e) fluxul de numerar actualizat reprezintă corectarea fluxului de numerar prin coeficientul de actualizare, respectiv aducerea valorilor la momentul de bază al investiției.

Termenul Brut de Recuperare a Investiției (Simple Payback Period) exprimă perioada de timp în care se recuperează investiția din venitul net obținut în urma realizării acesteia. TRB / SPP este un indicator de minim economic ce se determină folosind relația:

$$TRB = \frac{C_I}{\frac{\sum_{i=1}^{t_{st}} V_{an}}{t_{st}}} [ani]$$

Analiza Cost – Beneficiu (Cost-Benefit Analysis) se concentrează de asemenea pe eficiența economică a unui proiect și are la baza, ca și VAN / NPV, principiul de actualizare a costurilor și beneficiilor. Pentru a fi considerat fezabil din punct de vedere economic, conform acestui criteriu de analiză, un proiect trebuie să aibă coeficientul beneficiu-cost $A_{C/B} > 1$. Coeficientul beneficiu-cost indică randamentul financiar total, sau beneficiile generate de o unitate de investiții sau costuri și se determină cu ajutorul relației:

$$A_{C/B} = \frac{\sum_{i=1}^{t} V_{an,i}^{actualizat}}{\sum_{i=1}^{t} C_{an,i}^{atualizat}}$$

Rentabilitatea financiara (RIRF) și venitul net actualizat (VNAF) calculate la total valoare investiție

Scenariul 1 - recomandat

Rentabilitatea financiara și venitul net actualizat

Categorie	Anul							
	0	1	2	3	4	5	6	7
Investiție	30.698.342	0	0	0	0	0	0	0
Încasări operaționale	0	2.889.983	2.817.733	2.747.290	2.678.608	2.611.642	2.546.351	2.482.693
Plăți operaționale	0	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887
Flux de numerar operațional net	0	2.010.096	1.937.846	1.867.403	1.798.721	1.731.755	1.666.464	1.602.806
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar net ajustat	-30.698.342	2.010.096	1.937.846	1.867.403	1.798.721	1.731.755	1.666.464	1.602.806
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	1,000	0,962	0,925	0,889	0,855	0,822	0,790	0,760
Flux actualizat	-30.698.342	1.932.784	1.791.648	1.660.114	1.537.554	1.423.377	1.317.031	1.218.000
Flux cumulat actualizat	**-30.698.342**	**-28.765.558**	**-26.973.910**	**-25.313.796**	**-23.776.242**	**-22.352.866**	**-21.035.835**	**-19.817.834**

Rentabilitatea financiara si venitul net actualizat

Categorie	Anul						
	8	9	10	11	12	13	14
Investiție	0	0	0	0	0	0	0
Încasări operaționale	2.420.625	2.360.110	2.301.107	2.243.579	2.187.490	2.132.802	2.079.482
Plăți operaționale	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887
Flux de numerar operațional net	1.540.738	1.480.223	1.421.220	1.363.692	1.307.603	1.252.915	1.199.595
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar net ajustat	1.540.738	1.480.223	1.421.220	1.363.692	1.307.603	1.252.915	1.199.595
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	0,731	0,703	0,676	0,650	0,625	0,601	0,577
Flux actualizat	1.125.802	1.039.985	960.125	885.828	816.725	752.469	692.736
Flux cumulat actualizat	**-18.692.032**	**-17.652.047**	**-16.691.922**	**-15.806.094**	**-14.989.369**	**-14.236.900**	**-13.544.164**

Rentabilitatea financiara si venitul net actualizat

Categorie	Anul					
	15	16	17	18	19	20
Investiție	0	0	0	0	0	0
Încasări operaționale	2.027.495	1.976.808	1.927.388	1.879.203	1.832.223	1.786.417
Plăți operaționale	10.899.387	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887
Flux de numerar operațional net	-8.871.892	1.096.921	1.047.501	999.316	952.336	906.530
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar net ajustat	-8.871.892	1.096.921	1.047.501	999.316	952.336	906.530
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	0,555	0,534	0,513	0,494	0,475	0,456
Flux actualizat	-4.926.247	585.655	537.759	493.291	452.019	413.729
Flux cumulat actualizat	**-18.470.410**	**-17.884.755**	**-17.346.996**	**-16.853.706**	**-16.401.687**	**-15.987.958**

Indicatori scenariul recomandat

Indicator	Scenariul 1 recomandat
RIRF/C	-7,20%
VANF/C	-15.987.958,15 lei
Raport cost-beneficiu financiar	0,67

Scenariul 2 - nerecomandat

Rentabilitatea financiara si venitul net actualizat

Categorie	Anul							
	0	1	2	3	4	5	6	7
Investiţie	31.543.912	0	0	0	0	0	0	0
Încasări operaţionale	0	2.889.983	2.817.733	2.747.290	2.678.608	2.611.642	2.546.351	2.482.693
Plăţi operaţionale	0	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740
Flux de numerar operaţional net	0	1.987.243	1.914.993	1.844.550	1.775.868	1.708.902	1.643.611	1.579.953
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar net ajustat	-31.543.912	1.987.243	1.914.993	1.844.550	1.775.868	1.708.902	1.643.611	1.579.953
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	1,000	0,962	0,925	0,889	0,855	0,822	0,790	0,760
Flux actualizat	-31.543.912	1.910.810	1.770.519	1.639.798	1.518.019	1.404.593	1.298.970	1.200.634
Flux cumulat actualizat	**-31.543.912**	**-29.633.102**	**-27.862.583**	**-26.222.785**	**-24.704.766**	**-23.300.173**	**-22.001.203**	**-20.800.569**

Rentabilitatea financiara si venitul net actualizat

Categorie	Anul						
	8	9	10	11	12	13	14
Investiție	0	0	0	0	0	0	0
Încasări operaționale	2.420.625	2.360.110	2.301.107	2.243.579	2.187.490	2.132.802	2.079.482
Plăți operaționale	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740
Flux de numerar operațional net	1.517.885	1.457.370	1.398.367	1.340.839	1.284.750	1.230.062	1.176.742
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar net ajustat	1.517.885	1.457.370	1.398.367	1.340.839	1.284.750	1.230.062	1.176.742
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	0,731	0,703	0,676	0,650	0,625	0,601	0,577
Flux actualizat	1.109.104	1.023.929	944.687	870.984	802.451	738.744	679.539
Flux cumulat actualizat	**-19.691.465**	**-18.667.537**	**-17.722.850**	**-16.851.867**	**-16.049.416**	**-15.310.672**	**-14.631.133**

Rentabilitatea financiara si venitul net actualizat

Categorie	Anul					
	15	16	17	18	19	20
Investiție	0	0	0	0	0	0
Încasări operaționale	2.027.495	1.976.808	1.927.388	1.879.203	1.832.223	1.786.417
Plăți operaționale	11.270.240	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740
Flux de numerar operațional net	-9.242.745	1.074.068	1.024.648	976.463	929.483	883.677
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar net ajustat	-9.242.745	1.074.068	1.024.648	976.463	929.483	883.677
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	0,555	0,534	0,513	0,494	0,475	0,456
Flux actualizat	-5.132.168	573.454	526.027	482.010	441.172	403.299
Flux cumulat actualizat	**-19.763.301**	**-19.189.847**	**-18.663.820**	**-18.181.811**	**-17.740.639**	**-17.337.340**

Indicatori scenariul nerecomandat

Indicator	Scenariul 2 nerecomandat
RIRF/C	-8,36%
VANF/C	-17.337.339,93 lei
Raport cost-beneficiu financiar	0,65

Valoarea indicatorului RIRF/C indică dacă cofinanțarea din fonduri nu depășește valoarea monetară ce face proiectul rentabil, pentru a nu genera un caz de suprafinanțare. Astfel, VANF(C) înainte de contribuția din fonduri ar trebui să fie negativă și RRF(C) ar trebui să fie mai mică decât rata de actualizare folosită pentru analiză.

Valoarea negativa a venitului net actualizat se datorează veniturilor operaționale care nu pot acoperi costurile totale (inclusiv costul investiției) in orizontul de timp. Rata interna de rentabilitate nu depășește rata de actualizare, investiția urmând a se recupera într-o perioada mai mare decât perioada de referință aleasa pentru analiza.

Analiza comparativă

Indicator	Scenariul 1 - recomandat	Scenariul 2 - nerecomandat
Valoarea investiției lei cu TVA	**30.698.342,40**	**31.543.912,40**
RIRF/C	-7,20%	-8,36%
VANF/C	-15.987.958,15 lei	-17.337.339,93 lei
Raport cost-beneficiu financiar	0,67	0,65

În evaluarea celor două scenarii de investiție, se observă că Scenariul recomandat prezintă avantaje ușor superioare față de Scenariul nerecomandat, atât din perspectiva indicatorilor financiari, cât și a eficienței cost-beneficiu.

Valoarea investiției cu TVA este mai mică în Scenariul recomandat (30.698.342,40 lei) comparativ cu Scenariul nerecomandat (31.543.912,40 lei), ceea ce evidențiază o optimizare a costurilor inițiale. În ceea ce privește randamentul intern al proiectului (RIRF/C), ambele scenarii înregistrează valori negative, indicând că investiția nu generează profit net în condițiile actuale de calcul, însă Scenariul recomandat are un RIRF/C mai puțin negativ (-7,20%) față de Scenariul nerecomandat (-8,36%), sugerând o performanță financiară ușor mai bună.

Valoarea actualizată netă (VANF/C) confirmă aceeași tendință: pierderea estimată este mai mică pentru Scenariul recomandat (-15.987.958,15 lei) față de Scenariul nerecomandat (-17.337.339,93 lei). Acest lucru indică o eficiență mai bună a utilizării resurselor și o amortizare mai avantajoasă a investiției pe termen lung.

Raportul cost-beneficiu de 0,67 pentru Scenariul recomandat, comparativ cu 0,65 pentru Scenariul nerecomandat, reflectă un mic avantaj în utilizarea resurselor financiare. Fiind un raport subunitar (mai mic decât 1), acesta arată că beneficiile actualizate nu acoperă integral costurile totale, fiecărui leu investit corespunzându-i un beneficiu de 0,67 lei în primul

scenariu, respectiv 0,65 lei în al doilea, ceea ce confirmă un beneficiu superior în Scenariul recomandat.

În concluzie, Scenariul recomandat se evidențiază ca opțiunea mai eficientă din punct de vedere al costurilor și al beneficiilor obținute, chiar dacă ambele scenarii rămân deficitare din perspectiva RIRF/C și VANF/C. Un raport cost-beneficiu subunitar, o valoare netă negativă și o rată internă sub rata de actualizare sunt însă rezultate obișnuite pentru proiectele de utilitate publică, care nu urmăresc obținerea de profit, ci beneficii pentru comunitate; tocmai de aceea, aceste rezultate justifică necesitatea cofinanțării din fonduri nerambursabile. Aceasta indică necesitatea unui management atent al costurilor și posibilitatea optimizării financiare pentru a crește viabilitatea proiectului.

Sustenabilitatea financiară a proiectului este evaluată prin verificarea evoluției fluxului de numerar net cumulat (neactualizat) pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare.

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 prevederilor HG 907, în cazul, 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. Având în vedere prevederile clare ale Ghidului Solicitantului – care precizează „Analiza cost – eficacitate care se va regăsi in structura Studiului de Fezabilitate nu este suficientă pentru a justifica un proiect, chiar dacă furnizează informații în scopul de a selecta o opțiune, aceasta nu prevede nimic cu privire la sustenabilitatea financiară a proiectului / alternativei selectate".

Analiza economică măsoară impactul economic, social și de mediu al proiectului și evaluează proiectul din punct de vedere al societății. Obiectivul analizei economice este de a demonstra că proiectul are o contribuție netă pozitivă pentru societate și, în consecință, merită să fie finanțat din fonduri publice. Analiza fezabilității prezentată anterior a luat în considerare exclusiv efectele financiare directe ale investiției asupra patrimoniului beneficiarului. Având în vedere faptul că proiectul de investiții nu are asociat în exclusivitate un obiectiv lucrativ propriu-zis, se impune acordarea unei importante sporite.

Metodologia folosită pentru evaluarea contribuției proiectului la bunăstarea economică și socială a populației ca urmare a implementării investiției, este în conformitate cu Ghidului

de analiză cost-beneficiu pentru proiecte de investiții. Analiza economica a fost realizata pentru scenariul propus pentru implementare.

Baza pentru dezvoltarea analizei economice o constituie tabelele analizei financiare. Pentru determinarea performanţelor economice, sociale şi de mediu ale proiectului este necesar să fie făcute o serie de corecţii, atât pentru costurile investiţiei cât şi pentru costurile de operare.

Conceptul cheie al analizei economice constă în cuantificarea intrărilor şi ieşirilor proiectului astfel încât acestea să reflecte costul oportunităţii lor sociale. Aceasta cuantificare se realizează în trei paşi, pornind de la datele analizei financiare :

a) Corecţii fiscale.

b) Corecţii pentru externalităţi. Monetizarea externalităţilor.

c) Conversia preţurilor de piaţă în preţuri contabile.

Corecţii fiscale: In prima faza este necesar să se deducă din fluxurile analizei financiare plăţile care nu au corespondenţă în resurse reale precum taxele indirecte asupra intrărilor şi ieşirilor.

Corecţii pentru externalizări: Aceasta are drept obiectiv determinarea beneficiilor şi costurilor externe (externalizări), care nu au fost luate în considerare în realizarea analizei financiare. Deşi acestea pot fi uşor identificate, ele sunt greu de cuantificat şi, în această situaţie, trebuie enumerate pentru a oferi factorului de decizie elemente în vederea adoptării deciziei. Ca regulă generală, fiecare cost sau beneficiu social care se răsfrânge asupra altor subiecţi în absenţa compensării trebuie contabilizat în această etapă.

S-a evaluat impactul proiectului în economia locală, pe plan social şi asupra factorului de mediu.

Acestea pot fi: Impacturi negative, ce se includ în analiză la poziţia costuri economice şi impacturi pozitive incluse la venituri economice.

In proiectul nostru nu s-au identificat impacturi negative pe perioada realizării lucrărilor si nici pe perioada de viaţă a proiectului.

Impacturile pozitive şi Cuantificarea beneficiilor

Beneficiile indirecte sunt beneficiile care nu influenţează direct utilizatorii infrastructurii, însă au un impact mai larg, prin oportunităţile sociale şi economice pe care le creează înfiinţarea infrastructurii. Exemple de beneficii indirecte:

- Creşterea eficienţei energetice, prin reducerea consumului de resurse naturale;
- Creşterea calităţii vieţii;
- Scăderea gazelor cu efect de seră;
- Prevenirea şi combaterea poluării;

- Conservarea mediului ambiant – prin eliminarea surselor alternative de energie (în special gazul necesar producției de energie electrică).

Dintre impacturile pozitive (sinteză a beneficiilor rezultate din implementarea investiției) pe care le generează proiectul menționăm:

- Taxele aferente salariilor angajaților și taxele angajatorilor pentru perioada de implementare - CAS și CASS, impozit pe venit și contribuțiile salariale;
- Impozitul pe profit de 16%. Pentru aceasta investiție s-a luat in calcul un procent de 7% din valoare ca și profit.
- Scăderea pierderilor de energie din sistem. Cu cat imputul e mai aproape de punctul de consum se diminueaza pierderile legate de transportul energiei. Rata pierderilor de energie in transport și distributie este de 13,4% fata de 6,74% media UE (sursa: ANRE).

Impactului asupra mediului este unul pozitiv. In perioada de executie, nu se vor inregistra poluari semnificative ale mediului, nivel important al zgomotului sau perturbari ale traficului.

Prezentul proiect contribuie la reducerea schimbarilor climatice și impactului nociv pe care poluarea o are asupra mediului, prin reducerea emisiilor de dioxid de carbon care reprezinta una din cauzele principale care duc la efectul global de sera, datorita reducerii consumului de energie conventionala utilizata.

Un impact pozitiv ce este inregistrat in perioada de implementare a investiției sunt locurile de munca temporare (sezoniere) ale personalului de implementare precum și locurile de munca create/mentinute de antreprenor.

Prețurile curente ale intrărilor și ieșirilor nu pot reflecta valoarea lor socială din cauza distorsiunilor pieței (cum ar fi regimul de monopol, barierele comerciale, reglementarile legale pe piata muncii (salariul minim de exemplu), politicile guvernamentale protectioniste sau de subventionare etc.).

De aceea, în acest caz se impune utilizarea prețurilor contabile care pot reflecta mai bine costurile de oportunitate socială a resurselor.

Aceste elemente de distorsionare a pietei se pot corecta cu ajutorul preturilor umbra. Preturile umbra trebuie sa reflecte costul de oportunitate și disponibilitatea de plata a consumatorilor pentru bunurile și serviciile oferite de infrastructura respectiva.

Se considera ca pretul economic se stabileste astfel:

- Pentru bunurile tangibile valorea lor economica este data de pretul de paritate internationala (pretul de import);
- Pentru factorii de productie (pamant, salarii) valoarea lor economica este data de costul lor de oportunitate.

Preturile umbra se calculează prin aplicarea unor factori de conversie asupra preturilor utilizate in analiza financiara.

S-au luat in calcul următorii Factori de Conversie Standard (SCF) recomandați in "Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficii a proiectelor de investiții":

Pentru categoriile de cheltuieli care nu au stabilit un factor de conversie, s-a folosit ca valoare a factorului de conversie standard cu valoarea medie de 1.

Investiția :

- Costul total este alcătuit din 15% forță de muncă calificată (factorul de conversie este de 0,64);
- 78% Costul echipamentelor (factor de conversie 0,8);
- 7 % profituri SCF = 0.

Factor conversie investiție

Structura cost	Pondere	Factor conversie
Manopera	15%	0,64
Echipamente	78%	0,8
Profit	7%	
Total	**100%**	**0,72**

- Materiale întreținere: SCF = 1.
- Întreținere și reparații curente: deoarece nu exista un factor de conversie specific SCF=0,8.
- Venituri operaționale: sunt considerate bunuri comercializabile SCF = 1.
- Veniturile ce ar putea fi obtinute prin reducerea emisiilor de CO2: certificatele de emisii de gaze cu efect de sera sunt bunuri comercializabile a caror preturi sunt internationale. In acest caz piata nu e distorsionata SCF = 1.
- Tariful electricitatii din Romania pentru consumatorii finali se formeaza in mod liber pe piata, fiind indirect o rezultanta a mixului de capacitati de producere a energiei din Romania anilor curenti: termo, hidro, nuclear și in mai mica masura regenerabile. Proiectul propus va opera pe o piata a energiei a carei liberalizare a

avut loc, asa incat in actuala perioada şi conjunctura nu se poate vorbi de preturi distorsionate la energie şi de necesitatea ca acestea sa fie convertite in preturi umbra date de o piaţa perfecta.

Astfel, s-a aplicat Factorul de Conversie Standard (SCF) al distorsionării pentru fluxuri de intrare şi fluxuri de ieşire.

Beneficii sociale ale investiției:

Eliberarea de resurse bugetare pentru servicii publice

Reducerea cheltuielilor cu energia electrică permite UAT Reşiţa să redirecţioneze fonduri către servicii publice esenţiale, precum educaţie, asistenţă socială, infrastructură urbană şi întreţinerea spaţiilor publice.

Mediu de lucru şi de viaţă mai curat şi mai sănătos

Prin reducerea consumului de energie din surse convenţionale, investiţia contribuie la un mediu mai puţin poluat, ceea ce influenţează pozitiv starea de sănătate a angajaţilor instituţiei şi a locuitorilor municipiului.

Exemplu de responsabilitate publică

Implementarea unei surse de energie regenerabilă poziţionează administraţia locală ca lider regional în sustenabilitate, oferind un model pozitiv pentru alte UAT-uri şi pentru mediul economic local.

Reducerea riscului de creşteri tarifare şi stabilitate bugetară

Prin autoconsum, UAT Reşiţa devine mai puţin vulnerabilă la creşterile imprevizibile ale preţurilor la energie, ceea ce favorizează predictibilitatea bugetară şi planificarea multianuală a investiţiilor.

Alinierea la politici europene privind clima şi energia

Investiţia contribuie la atingerea obiectivelor europene de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră şi susţine tranziţia energetică verde la nivel local.

Impact pozitiv asupra imaginii instituţiei în relaţia cu cetăţenii şi partenerii

Cetăţenii şi partenerii instituţionali devin din ce în ce mai sensibili la aspectele de mediu, iar administraţia locală îşi consolidează credibilitatea prin demonstrarea angajamentului faţă de sustenabilitate.

Scenariul 1 - recomandat

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul							
	0	1	2	3	4	5	6	7
Investiție	30.698.342	0	0	0	0	0	0	0
Beneficii economice anuale	0	3.806.820	3.806.820	3.806.820	3.806.820	3.806.820	3.806.820	3.806.820
Plăți operaționale	0	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887
Flux de numerar operațional net	0	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar operațional net ajustat	-30.698.342	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	1,000	0,952	0,907	0,864	0,823	0,784	0,746	0,711
Flux actualizat	-30.698.342	2.787.555	2.654.815	2.528.395	2.407.995	2.293.329	2.184.122	2.080.117
Flux cumulat actualizat	**-30.698.342**	**-27.910.787**	**-25.255.973**	**-22.727.578**	**-20.319.583**	**-18.026.254**	**-15.842.132**	**-13.762.015**

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul						
	8	9	10	11	12	13	14
Investiție	0	0	0	0	0	0	0
Beneficii economice anuale	3.806.820	3.806.820	3.806.820	3.806.820	3.806.820	3.806.820	3.806.820
Plăți operaționale	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887
Flux de numerar operațional net	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar operațional net ajustat	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	0,677	0,645	0,614	0,585	0,557	0,530	0,505
Flux actualizat	1.981.063	1.886.727	1.796.883	1.711.317	1.629.826	1.552.215	1.478.300
Flux cumulat actualizat	**-11.780.952**	**-9.894.225**	**-8.097.342**	**-6.386.025**	**-4.756.199**	**-3.203.984**	**-1.725.684**

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul					
	15	16	17	18	19	20
Investiție	0	0	0	0	0	0
Beneficii economice anuale	3.806.820	3.806.820	3.806.820	3.806.820	3.806.820	3.806.820
Plăți operaționale	10.899.387	879.887	879.887	879.887	879.887	879.887
Flux de numerar operațional net	-7.092.567	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar operațional net ajustat	-7.092.567	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933	2.926.933
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	0,481	0,458	0,436	0,416	0,396	0,377
Flux actualizat	-3.411.646	1.340.862	1.277.011	1.216.201	1.158.287	1.103.130
Flux cumulat actualizat	**-5.137.330**	**-3.796.468**	**-2.519.457**	**-1.303.256**	**-144.969**	**958.161**

Indicatori Scenariul 1 – recomandat

Indicator	Scenariul recomandat
RIRE	5,41%
VANE	958.161,49 lei
Raport cost-beneficiu economic	1,02

Scenariul 2 - nerecomandat

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul							
	0	1	2	3	4	5	6	7
Investiție	31.543.912	0	0	0	0	0	0	0
Beneficii economice anuale	0	3.885.574	3.885.574	3.885.574	3.885.574	3.885.574	3.885.574	3.885.574
Plăți operaționale	0	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740
Flux de numerar operațional net	0	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar operațional net ajustat	-31.543.912	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	1,000	0,952	0,907	0,864	0,823	0,784	0,746	0,711
Flux actualizat	-31.543.912	2.840.794	2.705.518	2.576.684	2.453.985	2.337.128	2.225.837	2.119.844
Flux cumulat actualizat	**-31.543.912**	**-28.703.118**	**-25.997.600**	**-23.420.916**	**-20.966.931**	**-18.629.802**	**-16.403.966**	**-14.284.121**

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul						
	8	9	10	11	12	13	14
Investiție	0	0	0	0	0	0	0
Beneficii economice anuale	3.885.574	3.885.574	3.885.574	3.885.574	3.885.574	3.885.574	3.885.574
Plăți operaționale	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740
Flux de numerar operațional net	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar operațional net ajustat	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	0,677	0,645	0,614	0,585	0,557	0,530	0,505
Flux actualizat	2.018.899	1.922.761	1.831.201	1.744.001	1.660.954	1.581.861	1.506.534
Flux cumulat actualizat	**-12.265.222**	**-10.342.460**	**-8.511.259**	**-6.767.258**	**-5.106.304**	**-3.524.444**	**-2.017.910**

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul					
	15	16	17	18	19	20
Investiție	0	0	0	0	0	0
Beneficii economice anuale	3.885.574	3.885.574	3.885.574	3.885.574	3.885.574	3.885.574
Plăți operaționale	11.270.240	902.740	902.740	902.740	902.740	902.740
Flux de numerar operațional net	-7.384.666	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834
Valoarea reziduală	0	0	0	0	0	0
Flux de numerar operațional net ajustat	-7.384.666	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834	2.982.834
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	0,481	0,458	0,436	0,416	0,396	0,377
Flux actualizat	-3.552.151	1.366.471	1.301.401	1.239.429	1.180.409	1.124.199
Flux cumulat actualizat	**-5.570.060**	**-4.203.590**	**-2.902.189**	**-1.662.760**	**-482.351**	**641.848**

Indicatori Scenariul 2 – nerecomandat

Indicator	Scenariul nerecomandat
RIRE	5,27%
VANE	641.847,56 lei
Raport cost-beneficiu economic	1,01

Comparativ cu Scenariul 2 - nerecomandat, Scenariul 1 - recomandat prezintă performanțe economice superioare.

Randamentul intern al proiectului (RIRE) este mai ridicat în Scenariul recomandat (5,41%) față de Scenariul nerecomandat (5,27%), indicând o eficiență mai bună a capitalului investit și o rentabilitate economică mai mare a proiectului. În ambele scenarii, RIRE depășește rata de actualizare de 5% utilizată în analiza economică, ceea ce confirmă viabilitatea economică a investiției.

Valoarea actualizată netă (VANE) confirmă aceeași tendință: Scenariul recomandat generează un beneficiu net mai mare (958.161,49 lei) comparativ cu Scenariul nerecomandat (641.847,56 lei), evidențiind o utilizare mai eficientă a resurselor economice și un potențial de recuperare mai rapidă a investiției.

Raportul cost-beneficiu susține aceeași concluzie, având valori supraunitare în ambele scenarii: 1,02 pentru Scenariul recomandat și 1,01 pentru Scenariul nerecomandat. Fiind mai mare decât 1, acesta arată că beneficiile economice actualizate depășesc costurile, fiecărui leu investit corespunzându-i un beneficiu economic de 1,02 lei în primul scenariu, respectiv 1,01 lei în al doilea.

Prin urmare, Scenariul 1 se recomandă pentru implementare, deoarece oferă atât un randament mai bun, cât și o valoare actualizată netă mai mare și un raport cost-beneficiu superior, reflectând o alegere mai robustă din punct de vedere economic.

4.8. Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate are ca obiectiv identificarea variabilelor critice și impactul potențial asupra modificării indicatorilor de performanță financiară și economică.

Indicatorii de performanță financiară și economică relevanți, care se vor considera în toate cazurile, sunt rata internă de rentabilitate financiară a investiției și valoarea financiară actuală netă. În cazul investițiilor publice majore, analizele au în vedere și rata internă a rentabilității economice.

Variabilele analizate, considerate ca input-uri în analiza de senzitivitate sunt: venituri și costurile generate de proiect, precum și creșterea valorii investiției.

Variabilele asupra cărora se studiază impactul variației input-urilor sunt indicatorii de performanță ai proiectului:

- rata internă de rentabilitate;
- valoarea actualizată netă.

În aceste condiții s-au reproiectat fluxurile de lichidități nete, utilizând modelele din tabelele de mai jos, în condițiile în care se manifestă unul dintre factorii de risc prezentați.

Scenariul 1 - recomandat

Variația ratei de actualizare				
Diminuarea ratei de actualizare cu	-10,0%	a = 3,60%	VAN = -15.684.482,71	RIR = -7,20%
Rata de actualizare modificata		3,60%	3,60%	3,60%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,965	0,932
Indicatori		3,60%	-15.684.482,71	-7,20%
Abaterea relativă a parametrilor		-10,00%	-1,90%	0,00%
Diminuarea ratei de actualizare cu	-5,0%	a = 3,80%	VAN = -15.837.537,68	RIR = -7,20%
Rata de actualizare modificata		3,80%	3,80%	3,80%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,963	0,928
Indicatori		3,80%	-15.837.537,68	-7,20%
Abaterea relativă a parametrilor		-5,00%	-0,94%	0,00%
Diminuarea ratei de actualizare cu	-1,0%	a = 3,96%	VAN = -15.958.081,59	RIR = -7,20%
Rata de actualizare modificata		3,96%	3,96%	3,96%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,962	0,925
Indicatori		3,96%	-15.958.081,59	-7,20%
Abaterea relativă a parametrilor		-1,00%	-0,19%	0,00%
Creşterea ratei de actualizare cu	1,0%	a = 4,04%	VAN = -16.017.732,00	RIR = -7,20%
Rata de actualizare modificata		4,04%	4,04%	4,04%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,961	0,924
Indicatori		4,04%	-16.017.732,00	-7,20%
Abaterea relativă a parametrilor		1,00%	0,19%	0,00%
Creşterea ratei de actualizare cu	5,0%	a = 4,20%	VAN = -16.135.810,62	RIR = -7,20%
Rata de actualizare modificata		4,20%	4,20%	4,20%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,960	0,921
Indicatori		4,20%	-16.135.810,62	-7,20%
Abaterea relativă a parametrilor		5,00%	0,92%	0,00%
Creşterea ratei de actualizare cu	10,0%	a = 4,40%	VAN = -16.281.159,30	RIR = -7,20%
Rata de actualizare modificata		4,40%	4,40%	4,40%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,958	0,917

Variația ratei de actualizare				
Indicatori		4,40%	-16.281.159,30	-7,20%
Abaterea relativă a parametrilor		10,00%	1,83%	0,00%
Variația încasărilor operaționale (fără modificarea valorii reziduale)				
Diminuarea încasărilor operaționale cu	-10,0%	a = 4,00%	VAN = -19.211.138,99	RIR = -12,23%
Încasări operaționale modificate			2.600.984	2.535.960
Flux de numerar operational net modificat			1.721.097	1.656.073
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	1.721.097	1.656.073
Indicatori		4,00%	-19.211.138,99	-12,23%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	20,16%	-69,89%
Diminuarea încasărilor operaționale cu	-5,0%	a = 4,00%	VAN = -17.599.548,57	RIR = -9,36%
Încasări operaționale modificate			2.745.484	2.676.846
Flux de numerar operational net modificat			1.865.597	1.796.959
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	1.865.597	1.796.959
Indicatori		4,00%	-17.599.548,57	-9,36%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	10,08%	-30,00%
Diminuarea încasărilor operaționale cu	-1,0%	a = 4,00%	VAN = -16.310.276,23	RIR = -7,59%
Încasări operaționale modificate			2.861.083	2.789.556
Flux de numerar operational net modificat			1.981.196	1.909.669
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	1.981.196	1.909.669
Indicatori		4,00%	-16.310.276,23	-7,59%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	2,02%	-5,45%
Creșterea încasărilor operaționale cu	1,0%	a = 4,00%	VAN = -15.665.640,07	RIR = -6,82%
Încasări operaționale modificate			2.918.883	2.845.910
Flux de numerar operational net modificat			2.038.996	1.966.023
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	2.038.996	1.966.023
Indicatori		4,00%	-15.665.640,07	-6,82%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-2,02%	5,23%
Creșterea încasărilor operaționale cu	5,0%	a = 4,00%	VAN = -14.376.367,73	RIR = -5,45%
Încasări operaționale modificate			3.034.482	2.958.620
Flux de numerar operational net modificat			2.154.595	2.078.733

Variația ratei de actualizare				
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	2.154.595	2.078.733
Indicatori		4,00%	-14.376.367,73	-5,45%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-10,08%	24,30%
Creșterea încasărilor operaționale cu	10,0%	a = 4,00%	VAN = -12.764.777,31	RIR = -3,96%
Încasări operaționale modificate			3.178.981	3.099.506
Flux de numerar operational net modificat			2.299.094	2.219.619
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	2.299.094	2.219.619
Indicatori		4,00%	-12.764.777,31	-3,96%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-20,16%	44,96%
Variația plăților operaționale (fără modificarea valorii reziduale)				
Diminuarea plăților operaționale cu	-10,0%	a = 4,00%	VAN = -14.235.815,73	RIR = -4,91%
Plăți operaționale modificate			791.898	791.898
Flux de numerar operational net modificat			2.098.084	2.025.835
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	2.098.084	2.025.835
Indicatori		4,00%	-14.235.815,73	-4,91%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-10,96%	31,80%
Diminuarea plăților operaționale cu	-5,0%	a = 4,00%	VAN = -15.111.886,94	RIR = -5,96%
Plăți operaționale modificate			835.893	835.893
Flux de numerar operational net modificat			2.054.090	1.981.840
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	2.054.090	1.981.840
Indicatori		4,00%	-15.111.886,94	-5,96%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-5,48%	17,17%
Diminuarea plăților operaționale cu	-1,0%	a = 4,00%	VAN = -15.812.743,91	RIR = -6,93%
Plăți operaționale modificate			871.088	871.088
Flux de numerar operational net modificat			2.018.895	1.946.645
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	2.018.895	1.946.645
Indicatori		4,00%	-15.812.743,91	-6,93%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-1,10%	3,69%
Creșterea plăților operaționale cu	1,0%	a = 4,00%	VAN = -16.163.172,39	RIR = -7,48%
Plăți operaționale modificate			888.686	888.686

Variația ratei de actualizare				
Flux de numerar operational net modificat			2.001.297	1.929.047
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	2.001.297	1.929.047
Indicatori		4,00%	-16.163.172,39	-7,48%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	1,10%	-3,83%
Creșterea plăților operaționale cu	5,0%	a = 4,00%	VAN = -16.864.029,36	RIR = -8,70%
Plăți operaționale modificate			923.881	923.881
Flux de numerar operational net modificat			1.966.101	1.893.852
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	1.966.101	1.893.852
Indicatori		4,00%	-16.864.029,36	-8,70%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	5,48%	-20,91%
Creșterea plăților operaționale cu	10,0%	a = 4,00%	VAN = -17.740.100,57	RIR = -10,63%
Plăți operaționale modificate			967.876	967.876
Flux de numerar operational net modificat			1.922.107	1.849.857
Flux de numerar net ajustat modificat		-30.698.342,4	1.922.107	1.849.857
Indicatori		4,00%	-17.740.100,57	-10,63%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	10,96%	-47,70%

Analiza de sensibilitate a fost realizată pentru a evalua impactul variației principalilor parametri financiari asupra indicatorilor de performanță ai proiectului, respectiv Valoarea Actualizată Netă (VAN) și Rata Internă de Rentabilitate (RIR). Au fost analizate modificări ale ratei de actualizare, încasărilor operaționale și plăților operaționale, în intervale cuprinse între ±1% și ±10%.

Sensibilitatea la variația ratei de actualizare

Rezultatele indică faptul că proiectul este puțin sensibil la modificarea ratei de actualizare. Diminuarea acesteia cu 10% (de la 4,00% la 3,60%) conduce la o îmbunătățire a VAN, care ajunge la -15.684.482,71 lei, iar RIR se situează la -7,20%. Pe măsură ce rata de actualizare crește, VAN se deteriorează progresiv, atingând valoarea de -16.281.159,30 lei în cazul unei creșteri cu 10% (rata de actualizare de 4,40%), iar RIR rămâne -7,20%. Această evoluție confirmă relația invers proporțională dintre rata de actualizare și VAN, însă variațiile relativ reduse ale indicatorilor arată că proiectul nu este extrem de vulnerabil la acest parametru.

Sensibilitatea la variația încasărilor operaționale

Modificarea încasărilor operaționale are un impact semnificativ asupra performanței financiare a proiectului. Diminuarea acestora cu 10% conduce la o deteriorare accentuată a VAN, care ajunge la -19.211.138,99 lei, în timp ce RIR scade la -12,23%. Chiar și o reducere modestă a încasărilor, de 1%, determină o VAN de -16.310.276,23 lei.

În scenariile de creștere a încasărilor operaționale, VAN se îmbunătățește progresiv, ajungând la -12.764.777,31 lei în cazul unei majorări de 10%. Cu toate acestea, VAN rămâne negativă în toate variantele analizate, ceea ce indică faptul că sporirea veniturilor, în limitele analizate, nu este suficientă pentru a asigura rentabilitatea financiară a proiectului.

Sensibilitatea la variația plăților operaționale

Analiza arată că variația plăților operaționale are un impact semnificativ asupra indicatorilor financiari. Diminuarea acestora cu 10% conduce la o VAN de -14.235.815,73 lei, în timp ce creșterea plăților cu 10% determină o VAN de -17.740.100,57 lei. RIR se deteriorează corespunzător, de la -4,91% la -10,63%. O variație de 1% a plăților operaționale modifică VAN cu 1,10%, ceea ce le încadrează în categoria variabilelor critice, alături de încasările operaționale.

Concluzie generală

În urma analizei de sensibilitate se poate concluziona că proiectul este cel mai sensibil la variația încasărilor operaționale, urmat de plățile operaționale, ambele constituind variabile critice. Rata de actualizare are o influență limitată asupra performanței financiare.

Scenariul 2 - nerecomandat

Variația ratei de actualizare				
Diminuarea ratei de actualizare cu	-10,0%	a = 3,60%	VAN = -17.056.660,08	RIR = -8,36%
Rata de actualizare modificata		3,60%	3,60%	3,60%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,965	0,932
Indicatori		3,60%	-17.056.660,08	-8,36%
Abaterea relativă a parametrilor		-10,00%	-1,62%	0,00%
Diminuarea ratei de actualizare cu	-5,0%	a = 3,80%	VAN = -17.198.153,76	RIR = -8,36%
Rata de actualizare modificata		3,80%	3,80%	3,80%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,963	0,928
Indicatori		3,80%	-17.198.153,76	-8,36%
Abaterea relativă a parametrilor		-5,00%	-0,80%	0,00%
Diminuarea ratei de actualizare cu	-1,0%	a = 3,96%	VAN = -17.309.684,57	RIR = -8,36%
Rata de actualizare modificata		3,96%	3,96%	3,96%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,962	0,925
Indicatori		3,96%	-17.309.684,57	-8,36%
Abaterea relativă a parametrilor		-1,00%	-0,16%	0,00%
Creșterea ratei de actualizare cu	1,0%	a = 4,04%	VAN = -17.364.905,23	RIR = -8,36%
Rata de actualizare modificata		4,04%	4,04%	4,04%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,961	0,924
Indicatori		4,04%	-17.364.905,23	-8,36%
Abaterea relativă a parametrilor		1,00%	0,16%	0,00%
Creșterea ratei de actualizare cu	5,0%	a = 4,20%	VAN = -17.474.274,65	RIR = -8,36%
Rata de actualizare modificata		4,20%	4,20%	4,20%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,960	0,921
Indicatori		4,20%	-17.474.274,65	-8,36%
Abaterea relativă a parametrilor		5,00%	0,79%	0,00%
Creșterea ratei de actualizare cu	10,0%	a = 4,40%	VAN = -17.609.012,10	RIR = -8,36%
Rata de actualizare modificata		4,40%	4,40%	4,40%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,958	0,917
Indicatori		4,40%	-17.609.012,10	-8,36%
Abaterea relativă a parametrilor		10,00%	1,57%	0,00%

Variația ratei de actualizare				
Variația încasărilor operaționale (fără modificarea valorii reziduale)				
Diminuarea încasărilor operaționale cu	-10,0%	a = 4,00%	VAN = -20.560.520,77	RIR = -14,18%
Încasări operaționale modificate			2.600.984	2.535.960
Flux de numerar operational net modificat			1.698.244	1.633.220
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	1.698.244	1.633.220
Indicatori		4,00%	-20.560.520,77	-14,18%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	18,59%	-69,64%
Diminuarea încasărilor operaționale cu	-5,0%	a = 4,00%	VAN = -18.948.930,35	RIR = -10,80%
Încasări operaționale modificate			2.745.484	2.676.846
Flux de numerar operational net modificat			1.842.744	1.774.106
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	1.842.744	1.774.106
Indicatori		4,00%	-18.948.930,35	-10,80%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	9,30%	-29,18%
Diminuarea încasărilor operaționale cu	-1,0%	a = 4,00%	VAN = -17.659.658,01	RIR = -8,79%
Încasări operaționale modificate			2.861.083	2.789.556
Flux de numerar operational net modificat			1.958.343	1.886.816
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	1.958.343	1.886.816
Indicatori		4,00%	-17.659.658,01	-8,79%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	1,86%	-5,22%
Creșterea încasărilor operaționale cu	1,0%	a = 4,00%	VAN = -17.015.021,84	RIR = -7,94%
Încasări operaționale modificate			2.918.883	2.845.910
Flux de numerar operational net modificat			2.016.143	1.943.170
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	2.016.143	1.943.170
Indicatori		4,00%	-17.015.021,84	-7,94%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-1,86%	4,98%
Creșterea încasărilor operaționale cu	5,0%	a = 4,00%	VAN = -15.725.749,51	RIR = -6,45%
Încasări operaționale modificate			3.034.482	2.958.620
Flux de numerar operational net modificat			2.131.742	2.055.880
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	2.131.742	2.055.880
Indicatori		4,00%	-15.725.749,51	-6,45%

Variația ratei de actualizare				
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-9,30%	22,89%
Creșterea încasărilor operaționale cu	10,0%	a = 4,00%	VAN = -14.114.159,08	RIR = -4,85%
Încasări operaționale modificate			3.178.981	3.099.506
Flux de numerar operational net modificat			2.276.241	2.196.766
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	2.276.241	2.196.766
Indicatori		4,00%	-14.114.159,08	-4,85%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-18,59%	41,94%
Variația plăților operaționale (fără modificarea valorii reziduale)				
Diminuarea plăților operaționale cu	-10,0%	a = 4,00%	VAN = -15.534.816,33	RIR = -5,76%
Plăți operaționale modificate			812.466	812.466
Flux de numerar operational net modificat			2.077.517	2.005.267
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	2.077.517	2.005.267
Indicatori		4,00%	-15.534.816,33	-5,76%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-10,40%	31,09%
Diminuarea plăților operaționale cu	-5,0%	a = 4,00%	VAN = -16.436.078,13	RIR = -6,94%
Plăți operaționale modificate			857.603	857.603
Flux de numerar operational net modificat			2.032.380	1.960.130
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	2.032.380	1.960.130
Indicatori		4,00%	-16.436.078,13	-6,94%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-5,20%	16,97%
Diminuarea plăților operaționale cu	-1,0%	a = 4,00%	VAN = -17.157.087,57	RIR = -8,05%
Plăți operaționale modificate			893.713	893.713
Flux de numerar operational net modificat			1.996.270	1.924.021
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	1.996.270	1.924.021
Indicatori		4,00%	-17.157.087,57	-8,05%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	-1,04%	3,68%
Creșterea plăților operaționale cu	1,0%	a = 4,00%	VAN = -17.517.592,29	RIR = -8,68%
Plăți operaționale modificate			911.767	911.767
Flux de numerar operational net modificat			1.978.215	1.905.966
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	1.978.215	1.905.966

Variația ratei de actualizare				
Indicatori		4,00%	-17.517.592,29	-8,68%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	1,04%	-3,86%
Creșterea plăților operaționale cu	5,0%	a = 4,00%	VAN = -18.238.601,72	RIR = -10,15%
Plăți operaționale modificate			947.877	947.877
Flux de numerar operational net modificat			1.942.106	1.869.856
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	1.942.106	1.869.856
Indicatori		4,00%	-18.238.601,72	-10,15%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	5,20%	-21,38%
Creșterea plăților operaționale cu	10,0%	a = 4,00%	VAN = -19.139.863,52	RIR = -12,54%
Plăți operaționale modificate			993.014	993.014
Flux de numerar operational net modificat			1.896.969	1.824.719
Flux de numerar net ajustat modificat		-31.543.912,4	1.896.969	1.824.719
Indicatori		4,00%	-19.139.863,52	-12,54%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	10,40%	-50,07%

Analiza de sensibilitate a fost realizată pentru a evalua impactul variației principalilor parametri financiari asupra indicatorilor de performanță ai proiectului, respectiv Valoarea Actualizată Netă (VAN) și Rata Internă de Rentabilitate (RIR). Au fost analizate modificări ale ratei de actualizare, încasărilor operaționale și plăților operaționale, în intervale cuprinse între ±1% și ±10%.

Sensibilitatea la variația ratei de actualizare

Rezultatele indică faptul că proiectul este puțin sensibil la modificarea ratei de actualizare. Diminuarea acesteia cu 10% (de la 4,00% la 3,60%) conduce la o îmbunătățire a VAN, care ajunge la -17.056.660,08 lei, iar RIR se situează la -8,36%. Pe măsură ce rata de actualizare crește, VAN se deteriorează progresiv, atingând valoarea de -17.609.012,10 lei în cazul unei creșteri cu 10% (rata de actualizare de 4,40%), iar RIR rămâne -8,36%. Această evoluție confirmă relația invers proporțională dintre rata de actualizare și VAN, însă variațiile relativ reduse ale indicatorilor arată că proiectul nu este extrem de vulnerabil la acest parametru.

Sensibilitatea la variația încasărilor operaționale

Modificarea încasărilor operaționale are un impact semnificativ asupra performanței financiare a proiectului. Diminuarea acestora cu 10% conduce la o deteriorare accentuată a VAN, care ajunge la -20.560.520,77 lei, în timp ce RIR scade la -14,18%. Chiar și o reducere modestă a încasărilor, de 1%, determină o VAN de -17.659.658,01 lei.

În scenariile de creștere a încasărilor operaționale, VAN se îmbunătățește progresiv, ajungând la -14.114.159,08 lei în cazul unei majorări de 10%. Cu toate acestea, VAN rămâne negativă în toate variantele analizate, ceea ce indică faptul că sporirea veniturilor, în limitele analizate, nu este suficientă pentru a asigura rentabilitatea financiară a proiectului.

Sensibilitatea la variația plăților operaționale

Analiza arată că variația plăților operaționale are un impact semnificativ asupra indicatorilor financiari. Diminuarea acestora cu 10% conduce la o VAN de -15.534.816,33 lei, în timp ce creșterea plăților cu 10% determină o VAN de -19.139.863,52 lei. RIR se deteriorează corespunzător, de la -5,76% la -12,54%. O variație de 1% a plăților operaționale modifică VAN cu 1,04%, ceea ce le încadrează în categoria variabilelor critice, alături de încasările operaționale.

Concluzie generală

În urma analizei de sensibilitate se poate concluziona că proiectul este cel mai sensibil la variația încasărilor operaționale, urmat de plățile operaționale, ambele constituind variabile critice. Rata de actualizare are o influență limitată asupra performanței financiare.

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

Riscurile se pot defini ca si probabilități de producere a unor pierderi in proiect sau nesiguranța asociată oricărui rezultat. Analiza de risc vizează estimarea distribuției de probabilitate a modificărilor indicatorilor de performanță financiară (și economică, după caz). Rezultatele analizei de risc se pot exprima ca medie estimată și deviație standard a acestor indicatori. Nesiguranța se poate referi la probabilitatea de apariție a unui eveniment sau la efectul unui eveniment, în cazul în care acesta se produce. Riscul apare atunci când:

- Un eveniment se produce sigur, dar rezultatele lui sunt incerte;
- Efectul unui eveniment este cunoscut, dar apariția acestuia este nesigură;
- Atât evenimentul, cât și efectul acestuia sunt incerte.
- Pentru a proteja rezultatele proiectului de acțiunea riscurilor, se impune parcurgerea următoarelor etape:
- Identificarea riscurilor pe baza surselor de risc; (Identificarea riscurilor realizată in aceasta analiză este preliminară. Pe parcursul implementări proiectului, se recomanda actualizarea identificării riscurilor, de către membrii echipei de proiect, în cadrul ședințelor de progres lunare)
- Estimarea si evaluarea riscurilor pe baza matricei impact/probabilitate;
- Gestionarea riscului, pe baza Graficului de management al riscului.

În vederea realizării acestei analize, trebuie stabilită o probabilitate realistă de apariție pentru fiecare risc identificat. Probabilitatea de apariție și impactul potențial al riscurilor individuale, au fost estimate conform următoarelor tabele.

În funcție de cei doi factori estimați se calculează indexul de risc, conform tabelului:

Tabel cu riscuri

PROBABILITATE	CONSECINTE				
	Nesemnificative	Minore	Moderate	Majore	Catastrofale
Aproape sigur	Mediu	Mediu	Mare	Mare	Extrem
Probabil	Mediu	Mediu	Mediu	Mare	Extrem
Posibil	Mic	Mediu	Mediu	Mare	Mare
Improbabil	Mic	Mic	Mediu	Mediu	Mare
Rar	Mic	Mic	Mediu	Mediu	Mediu

Tratarea riscurilor

Pe baza indexului de risc, riscurile sunt clasificate în diferite categorii, conform tabelului de mai jos:

Categorii de riscuri

Tip de risc	Descrierea riscului
Extrem	Impactul riscului aduce consecințe mari asupra implementării proiectului
Mare	Impactul este mare, iar consecințele sunt semnificative
Mediu	Impactul riscului este mediu, iar consecințele sunt probabile
Mic	Impactul și consecințele probabile ale riscului sunt scăzute

Analizele de risc au evidențiat integritatea și stabilitatea modelului de analiză socio-economică. Acest lucru duce la acceptarea ipotezelor de lucru considerate și la faptul că, chiar în condițiile unor variații nefavorabile ale factorilor de influență investiția va rămâne în continuare rentabilă. Din aceste considerente, în cadrul prezentei analize de risc putem defini drept „variabile critice" de risc următoarele:

a) Riscul de venit reprezintă riscul de a nu se respecta prețurile stabilite prin contractul de achiziție sau orice alt angajament care ar conduce la vânzarea energiei la un preț mai mic față de prețul reglementat sau prețul de pe piață. Riscul de venit este specificat prin identificarea variabilelor:
   - cost de investiție;
   - prețul mediu anual al energiei electrice;
   - prețul mediu al certificatelor de carbon.

Costul de investiție depinde pe de o parte de piața de echipamente și materiale specifice și de corectitudinea soluțiilor tehnice și tehnologice evaluate. În general, piața de echipamente și materiale specifice este o piață stabilizată și matură fapt care reduce la minim riscul de volatilitate a prețurilor de achiziție asociat echipamentelor și materialelor. Dar, luând în considerare contextul geopolitic actual cât și instabilitatea economică generată de tensinile ruso-ucrainiene cotațiile materiilor prime precum petrol crud sau diferitele tipuri de conductori și semiconductori sunt în continuă creștere. Într-un asemenea context, creșterile de preț asociate cu piețele de materii prime și în special de energie se propagă și penetrează piețele de echipamente, materiale și transport. Astfel, se constată un grad ridicat de volatilitate în piață ceea ce duce la creșterea riscul asupra procesului de implementare a proiectului analizat în prezentul Studiu de Fezabilitate.

Soluțiile analizate și evaluate sunt de complexitate medie, în literatura de specialitate și practica specifică domeniului fiind foarte multe precedente în aplicații similare cu aplicația ce face obiectul prezentului Studiu de Fezabilitate. Informațiile și estimările utilizate s-au bazat

pe un număr mare de aplicații similare fapt care reduce la minim riscul legat de corectitudinea și compatibilitatea soluțiilor alese.

Europa se confruntă cu o criză energetică fără precedent. Volatilitatea prețului energiei electrice este reprezentată atât de variația diurnă și sezonieră a prețului, cât și de o variație preconizată multianuală. În contextul legislativ actual, prețul de achiziție al energiei electrice nu variază în funcție de piața de tranzacționare, ci este un preț contractat pe o perioadă mai lungă. Cu toate acestea, contextul energetic actual pune presiune pe furnizorii de energie iar cei din urma transfera aceasta presiune înspre consumatorii finali. în consecință considerăm că riscul de venit este semnificativ.

b) Riscul de finalizare reprezintă riscul ca finalizarea proiectului să fie întârziată în general din motive tehnice sau financiare sau costul investițional să depășească valorile estimate. Riscul de finalizare este reprezentat în special posibilitatea de prelungire nejustificată a termenului de execuție și de incapacitatea de a susține financiar proiectul. Riscul de finalizare este în opinia noastră redus din motive care țin de posibilitățile de finanțare proprii asumate de către beneficiar și de condiția propusă în cadrul studiului de fezabilitate de încadrarea investiției în aceste resurse sau depășirea lor într-un procent nesemnificativ. Termenul de realizare a proiectului este puțin probabil să fie depășit deoarece proiectul are o complexitate medie, nefiind identificate în cadrul proiectului elemente neprevăzute de risc mediu sau ridicat (probleme de aprovizionare, deficiente de suport tehnic, incapacitate de asigurare a utilităților etc). În consecință considerăm că riscul de finalizare este redus. Riscul de operare care include și riscul tehnologic este acela în care proiectul nu se ridica la nivelul corespunzător fluxului de venituri și cheltuieli fie prin nerespectarea producției de energie calculate în proiect, fie din cauza costurilor operării și mentenanței care depășesc previziunile de buget.

c) Riscul de operare este determinat în special de tariful mediu anual al energiei electrice. Modalitatea de corecție a prețului estimat pentru energia electrică, reprezintă o ponderare a mai multor opinii profesionale și reglementări legale reprezentând o poziție echilibrată și justificată a acestor estimări. În esență evoluția prețului energiei electrice luată în calcul în perioada de analiză respectă condițiile impuse de memorandumul Guvernului României de liberalizare a prețurilor precum și condițiile de sustenabilitate socială, economică și de piață. în acest fel estimarea utilizate pentru evoluția prețului energiei electrice în perioada de referință este în măsură să minimizeze atât riscul de

supraevaluare cât și riscul de subevaluare a prețului. În consecință considerăm că riscul de operare este un risc redus.

d) Riscuri asumate (tehnice, financiare, instituționale, legale)

Pentru a analiza proiectul de investiții s-a luat în considerare riscurile ce pot apărea atât în perioada de implementare a proiectului cât și în perioada de exploatare a obiectivului de investiție.

e) Riscuri tehnice această categorie de riscuri depinde direct de modul de desfășurare a activităților prevăzute în planul de acțiune al proiectului, în faza de proiectare sau în faza de execuție:

- etapizarea eronată a lucrărilor;
- erori în calculul soluțiilor tehnice:
- executarea defectuoasă a unei/unor părți din lucrări;
- nerespectarea normativelor și legislației în vigoare;
- dificultăți în angajarea și instruirea personalului specializat în întreținerea și exploatarea investiției.

Administrarea acestor riscuri constă în:

- planificarea logică și cronologică a activităților cuprinse în planul de acțiune au fost prevăzute marje de eroare pentru etapele importante ale proiectului;
- se va pune accentul pe etapa de verificare a fazei de proiectare;
- managerul de proiect, împreună cu responsabilul juridic și responsabilul tehnic se vor ocupa direct de colaborarea în bune condiții cu entitățile implicate în implementarea proiectului;
- responsabilul tehnic se va implica direct și va supraveghea atent modul de execuție al lucrărilor, având o bogată experiență în domeniu; se va implementa un sistem foarte riguros de supervizare a lucrărilor de execuție. Acesta va presupune organizarea de raportări parțiale pentru fiecare stadiu al lucrărilor în parte. Acestea vor fi prevăzute în documentația de licitație și la încheierea contractelor;
- se va urmări încadrarea proiectului în standardele de calitate și în termenele prevăzute;
- se va urmări respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului;
- se va pune accent pe protecția și conservarea mediului înconjurător;

- se va solicita furnizorilor echipamentelor și instalațiilor instruirea personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora. Procesul de recrutare al personalului va avea în vedere calificarea corespunzătoare posturilor.

f) Riscuri financiare:

- creșterea nejustificată a prețurilor de achiziție pentru utilaje și echipamentele implicate în proiect;
- modificări ale structurii grupului țintă, modificări majore ale cursului de schimb;
- lipsa surselor financiare pentru cofinanțare.
- Administrarea riscurilor financiare:
- asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurente pe piața, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziție lucrări, echipamente si utilaje;
- estimarea cât mai realistă a creșterii prețurilor de piață;
- asigurarea în bugetul a cel puțin sumei aferente contribuției proprii.

g) Riscuri instituționale

- comunicarea defectuoasă între entitățile implicate în implementarea proiectului și executării contractelor de lucrări și achiziții echipamente și utilaje.

h) Riscuri legale

Această categorie de riscuri este greu de controlat deoarece nu depinde direct de beneficiarul proiectului:

- obligativitatea repetării procedurilor de achiziții datorită gradului redus de participare la licitații;
- obligativitatea repetării procedurilor de achiziții datorită numărului mare de oferte neconforme primite în cadrul licitațiilor;
- instabilitatea legislativă - frecvența modificărilor de ordin legislativ, modificări ce pot influența implementarea proiectului.

Riscurile legate de realizarea proiectului care pot apărea pot fi de natură internă si externă.

- Internă - pot fi elemente tehnice legate de îndeplinirea realista a obiectivelor si care se pot minimiza printr-o proiectare si planificare riguroasa a activităților;
- Externă - nu depind de beneficiar, dar pot fi contracarate printr-un sistem adecvat de management al riscului.

Acesta se bazează pe cele trei sisteme cheie (consacrate) ale managementului de proiect.

Sistemul de monitorizare

Esența acestuia constă în compararea permanentă a situației de fapt cu planul acestuia: evoluție fizică, cheltuieli financiare, calitate (obiectivele proiectului sunt congruente cu activele create).

O abatere indicată de sistemul de monitorizare (evoluție programată/stare de fapt) conduce la un set de decizii a managerilor de proiect care vor decide dacă sunt posibile și/sau anumite măsuri de remediere.

Sistemul de control

Acesta va trebui să intre în acțiune repede și eficient când sistemul de monitorizare indică abateri.

Membrii echipei de proiect au următoarele atribuții principale:

- a lua decizii despre măsurile corective necesare (de la caz la caz);
- autorizarea măsurilor propuse;
- implementarea schimbărilor propuse;
- adaptarea planului de referință care să permită că sistemul de monitorizare să rămână eficient.

Sistemul informațional

Va susține sistemele de control și monitorizare, punând la dispoziția echipei de proiect (în timp util) informațiile pe baza cărora ea va acționa.

Pentru monitorizarea proiectului (primul sistem cheie al managementului de proiect) informațiile strict necesare sunt următoarele:

- măsurarea evoluției fizice;
- măsurarea evolției financiare;
- controlul calității;
- alte informații specifice care prezintă interes deosebit.

Mecanismul de control financiar

Înțelegem prin mecanism de control financiar un mecanism prin care se va asigura utilizarea optimă a fondurilor, un sistem circular de reguli care vor ajuta la atingerea

obiectivelor proiectului evitând surprizele şi semnalizând la timp pericolele care necesită măsuri corective.

Global, acest concept se referă la următoarele:

- stabilirea unei planificări financiare;
- confruntarea la intervale regulate (două luni) a rezultatelor efective ale acestei planificări;
- compararea abaterilor dintre plan şi realitate;
- împiedicarea evoluţiilor nedorite prin luarea unor decizii la timpul potrivit.

Principalele instrumente de lucru operative se vor baza în principal pe analize cantitative şi calitative a rezultatelor.

Contabilitatea si managementul financiar

Va fi asigurată de un specialist contabil care va contribui la îndeplinirea a trei sarcini fundamentale:

- planificarea, controlul şi înregistrarea operaţiunilor;
- prezentarea informaţiilor (primele două puncte sunt sarcini ale specialistului contabil);
- decizia în chestiuni financiare (atribuţii ale conducerii).

Planificarea, controlul si înregistrarea operaţiunilor

Presupun operaţiuni cum ar fi plăţile pentru bunuri şi servicii, materiale, plata salariilor, cât şi efectuarea încasărilor din vânzări. Planificarea tranzacţiilor este necesară. Managementul proiectului trebuie să autorizeze aceste tranzacţii şi disponibilizarea fizică a fondurilor prin proceduri de autorizare a plăţilor şi de depunere a fondurilor în contul bancar al proiectului. Controlul financiar se referă la armonizarea evidenţelor fizice ale operaţiunilor cu bugetele aprobate.

Prezentarea informaţiilor

Va fi necesară unificarea rezultatelor diferitelor operaţiuni, evaluând implicaţiile acestuia şi rezumându-le în rapoarte regulate şi date care vor oferi informaţii despre evoluţia pe nivele de cheltuieli, vor include prognoze ale situaţiilor financiare viitoare şi vor identifica zonele problematice.

Activitatea de decizie la nivel financiar

Sistemul va combina elementele esențiale ale funcției de înregistrare și control logic cu procesul de raportare metodică. Succint, prin activitatea decizională înțelegem următoarele: alegerea strategiilor, alocarea între activități, revizuirea bugetului, verificarea contabilă internă.

Riscuri asumate (tehnice, financiare, instituționale, legale)

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele și descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
1	Risc tehnic	Etapizarea eronată a lucrărilor	Se vor prevedea marje de eroare în planificarea logică și cronologică a activităților. În fiecare etapă de implementare se va revizui/stabili graficul de implementare a proiectului, astfel încât să se asigure finalizarea implementării investiției în termenul contractual. Monitorizare continua.	Beneficiar Proiectant Executant
2	Risc tehnic	Erori în calculul soluțiilor tehnice - *Stabilirea unor soluții tehnice în baza unor erori de calcul, pot conduce la realizarea unor lucrări care pe timpul exploatării nu pot satisface cerințele tehnice și/sau nu pot fi atinse rezultatele financiare așteptate.*	În etapele următoare de implementare a investiției, se va selecta un proiectant cu experiență în domeniul investiției, cu respectarea legislației privind achizițiile publice. Respectarea normativelor în vigoare, în faza de proiectare. Se va pune accentul pe etapa de verificare a fazei de proiectare.	Beneficiar Proiectant
3	Risc tehnic	Modificarea unor soluții tehnice pe parcursul perioadei de implementare - *Modificarea unor soluții tehnice poate fi propusă decât reparațiile*	Se va pune accentul pe realizarea corectă a etapei de proiectare și verificarea acesteia. Organizarea de ședințe de lucru regulate pentru identificarea de soluții viabile. Luarea unei decizii într-un	Beneficiar Proiectant

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele și descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
		implicate, pe perioada de implementare a proiectului. Astfel, pot apărea divergențe privind necesitatea si aprobarea acestora.	timp cât mai scurt din partea părților implicate.	
4	Risc tehnic	Dificultatea antreprenorului de a realiza lucrările - *Poate conduce la neexecutarea totală sau parțială a lucrărilor, executare defectuoasă și/sau rezilierea contractelor. Acestea, pot avea următoarele cauze:* *- neînceperea execuției lucrărilor conform graficului stabilit* *- antreprenorul nu deține personal calificat și/sau dotarea tehnică necesară* *- antreprenorul nu are experiență în execuția unor astfel de lucrări* *- neconcordanța dintre documentația tehnica și situația din teren*	Se vor face toate demersurile pentru a determina participarea unui număr ridicat de posibili ofertanți la procedurile de achiziții publice, în vederea stimulării competiției și alegerea unui antreprenor cu experiență în domeniu, cu respectarea legislației privind achizițiile publice. Verificarea deținerii personalului necesar și a utilajelor de lucru necesare în execuția lucrărilor. Se va pune accentul pentru realizarea corectă a etapei de proiectare și verificarea acesteia. Organizarea de ședințe de lucru regulate pentru identificarea de soluții viabile.	Beneficiar Proiectant
5	Risc tehnic	Executarea defectuoasă a unei/unor părți din lucrări - *Prin realizarea defectuoasă a unei părți din lucrări poate fi afectată operarea în bune condiții a întregului sistem de distribuție a energiei electrice. Totodată, nu se vor respecta cerințele tehnice*	Managerul de proiect, împreună cu responsabilul juridic și responsabilul tehnic se vor ocupa direct de colaborarea în bune condiții cu entitățile implicate în implementarea proiectului. Responsabilul tehnic se va implica direct și va supraveghea atent modul de execuție al lucrărilor,	Beneficiar Executant

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele și descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
		solicitate, iar rezultatele financiare așteptate nu pot fi atinse.	având o bogată experiență în domeniu; se va implementa un sistem foarte riguros de supervizare a lucrărilor de execuție. Acesta va presupune organizarea de raportări parțiale pentru fiecare stadiu al lucrărilor în parte. Acestea vor fi prevăzute în documentația de licitație și la încheierea contractelor.	
6	Risc tehnic	Nerespectarea normativelor și legislației în vigoare - *Nerespectarea normativelor tehnice și a legislației învigorare, poate duce atât la apariția unor erori în calculul soluțiilor tehnice, cât și la apariția unor dificultăți în execuția lucrărilor. Totodată, poate duce la apariția unor conflicte între entitățile implicate în implementarea proiectului.*	Se va urmări respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului. Se va pune accent pe protecția și conservarea mediului înconjurător. Se va pune accentul de realizarea corectă a etapei de proiectare și verificarea acesteia. Respectarea avizelor obținute în faza de proiectare.	Beneficiar Proiectant Executant
7	Risc tehnic	Dificultăți în angajarea și instruirea personalului specializat în întreținerea și exploatarea investiției.	Se va solicita furnizorilor echipamentelor și instalațiilor instruirea personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora. Procesul de recrutare al personalului va avea în vedere calificarea corespunzătoare posturilor.	Beneficiar Executant

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele și descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
8	Risc tehnic	Apariția unor situații de forță majoră - *Apariția unor situații de forță majoră este posibilă atât pe perioada de implementare, cât și pe perioada de exploatare a investiției. Acest risc poate fi raportat ca un risc tehnic și risc financiar.*	Se vor prevedea marje de eroare în planificarea logică și cronologică a activităților. Se va pune accentul de realizarea corectă a etapei de proiectare, cu respectarea normelor și normativelor în vigoare și verificarea acesteia. Informarea beneficiarului/finanțatorului, după caz. Organizarea de ședințe și luarea unor decizii în cel mai scurt timp.	Beneficiar Proiectant Executant
9	Risc tehnic	Nu se pot atinge indicatorii de mediu estimați în proiect - *Din punct de vedere tehnic, există probabilitatea ca indicatorii estimați în fazele inițialele investiției să nu poată fi îndepliniți. Aceasta, fie din cauza unor estimări greșite în faza de proiectare, fie din cauza execuției necorespunzătoare a lucrărilor sau a utilizării unor echipamente și utilaje tehnologice care nu sunt în conformitate cu cerințele, fie din cauza operării necorespunzătoare.*	Se va pune accentul pe realizarea corectă a etapei de proiectare, cu respectarea normelor și normativelor în vigoare și verificarea acesteia. Se vor face toate demersurile pentru a determina participarea unui număr ridicat de posibili ofertanți la procedurile de achiziții publice, în vederea stimulării competiție și alegerea unui antreprenor cu experiență în domeniu, cu respectarea legislației privind achizițiile publice. Se va solicita furnizorilor echipamentelor și instalațiilor instruirea personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora.	Beneficiar Proiectant Executant

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele și descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
10	Risc financiar	Creșterea nejustificată a prețurilor de achiziție pentru utilaje și echipamentele implicate în proiect	Asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurențe pe piață, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziție lucrări, echipamente și utilaje.	Beneficiar
11	Risc financiar	Apariția de cheltuieli suplimentare pe perioada de implementare a proiectului	Se va prevedea în bugetul proiectului suma de cheltuieli diverse și neprevăzute exclusiv pentru ajustări tehnice punctuale (integrare în amplasament/racordare, trasee, protecții, împământare, comunicații), pe baza documentațiilor justificative, fără modificarea indicatorilor tehnico-economici.	Beneficiar
12	Risc financiar	Depășirea bugetului, în urma procedurilor de achiziții publice	Se vor face toate demersurile pentru a determina participarea unui număr ridicat de posibili ofertanți la procedurile de achiziții publice, în vederea stimulării competiției. Daca este cazul, alocarea de fonduri suplimentare pentru susținerea cheltuielilor respective.	Beneficiar
13	Risc financiar	Modificări ale structurii grupului țintă, modificări majore ale cursului de schimb	Estimarea cat mai realista a creșterii preturilor de piață.	Beneficiar
14	Risc financiar	Lipsa surselor financiare pentru cofinanțare	Asigurarea în bugetul local a cel puțin sumei aferente contribuției proprii	Beneficiar

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele și descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
15	Risc instituțional	Comunicarea defectuoasă între entitățile implicate în implementarea proiectului	Stabilirea unui program de monitorizare Organizarea de ședințe de lucru regulate.	Beneficiar
16	Risc legal	Obligativitatea repetării procedurilor de achiziții - *Pot determina întârzieri în atribuirea contractelor ce nu permit finalizarea proiectului în orizontul de timp planificat, datorită unor cauze precum:* *- Gradul redus de participare la licitații* *- Număr mare de oferte neconforme primite* *- Contestații asupra procedurilor de achiziție*	Se vor face toate demersurile pentru a determina interesul posibililor ofertanți prin aplicarea întocmai a procedurilor de promovare a achizițiilor. Procedurile de achiziții publice vor fi realizate prin personal specializat. Se vor respecta legislația aplicabila privind achizițiile publice.	Beneficiar
17	Risc legal	Întârzieri în eliberarea avizelor solicitate și a emiterii autorizației de construire. - *Pe parcursul etapei de proiectare, pot apărea întârzieri din partea proiectantului în solicitarea avizelor, cât și întârzieri din partea deținătorilor de utilități/autorităților publice în vederea emiterii acestora.* *Tot odată, există riscul ca beneficiarul să întârzie nejustificat emiterea certificatului de urbanism, sau a autorizației de construire.*	Mobilizarea personalului beneficiarului și a celui responsabil cu implementarea proiectului. Mobilizarea proiectantului.	Beneficiar Proiectant

Cheltuielile diverse și neprevăzute sunt prevăzute exclusiv pentru acoperirea unor ajustări tehnice care pot apărea în etapa de implementare ca urmare a condițiilor reale din amplasament și a cerințelor suplimentare formulate în procesul de racordare (ATR/avize/condiții tehnice), respectiv pentru adaptarea detaliilor de execuție astfel încât integrarea instalației BESS în infrastructura existentă să fie realizată în condiții de siguranță și conformitate. Aceste cheltuieli nu reprezintă o rezervă financiară generală și nu includ extinderi ale obiectivului, creșteri ale capacității/puterii instalate sau lucrări de natură administrativă.

Tipuri de ajustări tehnice eligibile (exemple):

– adaptări locale ale platformelor/fundațiilor și ale traseelor de cabluri în funcție de situația din teren;

– modificări punctuale ale conexiunilor electrice și ale sistemului de împământare/protecție la trăsnet pentru asigurarea continuității și a parametrilor de siguranță;

– completări/ajustări de protecții, măsură și automatizări solicitate la racordare (setări, selectivitate, încercări);

– completări de instrumentare și comunicații necesare integrării EMS/SCADA și punerii în funcțiune.

Utilizarea sumelor din Cap. 5.3 se face numai în situații justificate tehnic, documentate și aprobate conform procedurilor aplicabile, fără modificarea indicatorilor tehnico-economici aprobați ai investiției.

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

Pentru determinarea scenariului optim se iau in analiza indicatorii cheie, comparația scenariilor analizate:

Indicatorii cheie de performanță energetică și economică

Criteriu	Situația Actuala	Scenariul 1	Scenariul 2
Deviz General [Lei]	-	*30.698.342,40*	*31.543.912,40*
Capacitate stocare [MWh]	-	*25*	*25*
Putere invertor [MW]	-	*6,73*	*6,73*

Pentru determinarea scenariului optim s-au analizat comparativ scenariile propuse din punct de vedere tehnic, operațional, economic/financiar, sustenabilitate și riscuri. Indicatorii utilizați includ: compatibilitatea cu infrastructura existentă și condițiile de racordare (ATR), arhitectura de integrare, tehnologia celulelor și durabilitatea (număr de cicluri), siguranța în exploatare, eficiența globală, cerințe de mentenanță, durata de implementare, precum și costul total și costul pe ciclul de viață (LCOS).

Tabelul de mai jos sintetizează indicatorii cantitativi de bază (capacitate, putere, valoare investițională), iar criteriile tehnico-operaționale și economice detaliate sunt prezentate în subcapitolul 5.2 „Justificarea scenariului optim – analiza tehnico-economică comparativă".

Scenariul 1 este recomandat ca scenariu optim nu exclusiv prin valoarea investiției, ci prin raportul global performanță–siguranță–durabilitate și compatibilitatea completă cu infrastructura existentă, cu impact favorabil asupra costului pe durata de viață.

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

Analiza comparativă a celor două scenarii de implementare a sistemului de stocare a energiei evidențiază faptul că Scenariul 1 reprezintă soluția optimă din punct de vedere tehnic, economic și operațional.

Scenariul 1, bazat pe conexiune AC la rețeaua existentă și utilizând tehnologia de baterii $LiFePO_4$ (LFP), oferă avantaje tehnice semnificative:

- Durată de viață superioară (6.000 cicluri), ceea ce reduce necesitatea înlocuirii bateriilor pe durata de viață a proiectului;

- Siguranță termică foarte ridicată, esențială pentru instalații de mare capacitate (25 MWh), diminuând riscurile operaționale și costurile asociate asigurărilor;
- Compatibilitate totală cu infrastructura fotovoltaică existentă, fără modificări structurale sau funcționale.

Justificarea scenariului optim – Analiza tehnico-economica comparativa

Criteriu de analiză	Scenariul 1 – LFP	Scenariul 2 – NMC
Tehnologie celule	$LiFePO_4$ (LFP)	NiMnCo (NMC)
Durată de viață (cicluri)	≥ 6.000	≥ 4.000
Adâncime de descărcare utilizabilă (DoD)	0,8	0,8
Randamentul global al ciclului de încărcare–descărcare (round-trip efficiency): η_RT	0,85	0,85
Capacitate nominala container	≥ 5MWh/ container	≥ 5MWh/ container
Sistem detectie si stingere incendiu	DA	DA
Tip structura	Container	Container
Temperatură de funcționare	−30°C până la +55°C	−30°C până la +55°C
Umiditate relativă	0% – 100%	0% – 100%
Metodă de răcire	Răcire cu aer (HVAC)/ Răcire cu lichid	Răcire cu aer (HVAC)/ Răcire cu lichid
Deviz General [Lei]	30.698.342,40	31.543.912,40
Capacitate stocare [MWh]	25	25
Putere invertor [MW]	6,73	6,73

În comparație, Scenariul 2 prezintă:

- o durată de viață mai redusă;
- un nivel inferior de siguranță termică;
- necesitatea recalibrării ATR și o compatibilitate doar parțială cu sistemul existent.

Analiza devizelor generale indică faptul că:

- costul total al Scenariului 1 este de 30.698.342,40 lei, mai mic decât cel al Scenariului 2 (31.543.912,40 lei);
- costurile de mentenanță sunt semnificativ mai reduse în Scenariul 1, datorită stabilității chimice a bateriilor LFP și a maturității soluțiilor AC-coupled;

- durata de viață extinsă conduce la un cost nivelat al stocării (LCOS) mai mic pe întreaga perioadă de exploatare.

  Scenariul 1 este mai avantajos pe termen mediu și lung.
- Durata de implementare mai scurtă pentru Scenariul 1 reduce riscurile de execuție și permite punerea mai rapidă în funcțiune a investiției;
- Mentenanța redusă și integrarea facilă a unui software de management al energiei (EMS) contribuie la o operare predictibilă și eficientă;
- Arhitectura AC oferă flexibilitate operațională crescută, permițând funcționarea independentă față de producția PV.

În urma analizei tehnico-economice comparative, Scenariul 1 este justificat ca scenariul optim, întrucât:

- oferă un echilibru superior între performanță, siguranță și durabilitate;
- minimizează riscurile tehnice și administrative;
- asigură un cost total și un cost pe ciclul de viață mai favorabile;
- este complet compatibil cu infrastructura existentă și cadrul de reglementare.

Deși soluția BESS este containerizată și modulară, complexitatea proiectului este determinată de integrarea în infrastructura electrică existentă, de conformarea la condițiile de racordare (ATR) și de necesitatea proiectării/parametrizării sistemelor de protecție, comandă, măsură și comunicații (EMS/SCADA), inclusiv testare și punere în funcțiune. În acest context, cheltuielile din Capitolul 3 – Proiectare și asistență tehnică sunt justificate prin elaborarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție, documentații pentru avize/acorduri, verificări de calitate, asistență tehnică pe parcursul execuției și dirigenție de șantier, necesare pentru conformarea instalației și reducerea riscurilor de implementare.

Diferențele între scenarii sunt reflectate în structura devizelor prin componentele specifice arhitecturii de integrare, cerințe de compatibilizare cu sistemul fotovoltaic existent și prin impactul asupra etapelor de racordare/parametrizare și conformare ATR, inclusiv necesarul de ajustări de protecții și comunicații.

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

a) obținerea și amenajarea terenului;

Nu sunt prevăzute achiziții de teren pentru realizarea investiției. În zona destinată BESS sunt necesare pregătirea și sistematizarea locală a terenului pentru platforme, reazeme, căi de acces, drenaj, împrejmuire și traseele rețelelor. Amenajările se realizează în incinta parcului fotovoltaic, cu protejarea instalațiilor existente și refacerea suprafețelor afectate temporar.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Nu se vor depăși valorile aprobate de putere electrică instalată, convenite cu operatorul de distribuție a energiei electrice.

Funcționarea obiectivului necesită alimentarea electrică a serviciilor auxiliare pentru managementul termic al bateriilor, BMS, EMS/SCADA, comunicații, protecții, iluminat, supraveghere și containerul birou/vestiar. Aceste consumuri se asigură prin distribuția JT de servicii proprii și se includ în bilanțul energetic și în verificarea limitelor de putere ale racordului. Circuitele esențiale de comandă, protecție și comunicații beneficiază de alimentare de rezervă adecvată funcțiilor îndeplinite.

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;

Se propune instalarea unui sistem de stocare a energiei electrice cu o capacitate totală de 25 MWh, proiectat pentru a sprijini integrarea eficientă a energiei din surse regenerabile și pentru a contribui la flexibilizarea operării în cadrul Sistemului Electroenergetic Național. Configurația tehnică include un invertor bidirecțional cu puterea nominală de 6,73 MW, dimensionat pentru a permite transferul optim de energie între instalația de stocare și rețeaua electrică.

Sistemul va fi compus din:

- module de baterii $LiFePO_4$ (LFP) cu densitate energetică ridicată;
- sistem de conversie bidirecțional (PCS);
- SOFT DE MANAGEMENT integrabil cu SCADA existent;
- sistem HVAC de control termic;
- echipamente de protecție, stingere incendiu și monitorizare.

Principiul de funcționare:

- în perioadele de producție (ziua), energia produsă de centrala PV este stocată în BESS;
- în perioadele de consum ridicat sau producție scăzută (seara/noaptea), energia stocată este descărcată în rețeaua internă;
- sistemul este configurat pentru limitarea exportului de putere activă către SEN, astfel încât puterea totală injectată (PV + BESS) să nu depășească puterea maximă autorizată prin ATR.

Beneficiile sistemului sunt:

Sistemul de stocare a energiei electrice contribuie în mod semnificativ la optimizarea funcționării instalației de producere și la îmbunătățirea performanței rețelei electrice, generând o serie de beneficii tehnice, economice și de mediu, dintre care se evidențiază:

- Creșterea flexibilității operaționale a sistemului energetic, prin capacitatea de a absorbi și livra rapid energie electrică, facilitând adaptarea la variațiile de producție ale surselor regenerabile și la fluctuațiile cererii de consum;
- Reducerea emisiilor de CO_2, ca urmare a utilizării surplusului de energie regenerabilă și diminuării necesității de producție pe bază de combustibili fosili, cu un impact anual estimat la 676,52 tone CO_2;
- Creșterea gradului de integrare a surselor regenerabile, prin reducerea fenomenului de limitare în perioadele cu producție excedentară și optimizarea utilizării energiei verzi;
- Reducerea costurilor utilităților, consum energetic, prin gestionarea inteligentă a energiei și furnizarea energiei la vârfurilor de consum ale municipalității;
- Îmbunătățirea rezilienței infrastructurii energetice, prin capacitatea de a asigura continuitatea alimentării în situații de perturbări ale rețelei sau variații neprevăzute de sarcină;
- Creșterea durabilității și eficienței instalației, prin optimizarea ciclurilor de încărcare–descărcare, stabilizarea fluxurilor energetice și utilizarea controlată a resurselor;
- Contribuția la obiectivele de tranziție energetică, prin alinierea la politicile naționale și europene privind decarbonizarea, digitalizarea și modernizarea sectorului energetic.

Bateriile cu fosfat de fier-litiu ($LiFePO_4$ – LFP) reprezintă o categorie de acumulatoare electrochimice reîncărcabile din familia tehnologiilor litiu-ion, utilizate pe scară largă în aplicațiile de stocare staționară a energiei electrice și în sistemele energetice bazate pe surse regenerabile. Această tehnologie utilizează fosfatul de fier-litiu ($LiFePO_4$) drept material activ

pentru electrodul pozitiv (catod), fiind recunoscută pentru stabilitatea sa electrochimică ridicată, performanțele operaționale constante și nivelul superior de siguranță în exploatare.

Mai jos sunt specificate caracteristicile tehnice orientative ale componentelor principale Baterii si Invertor, cum este cea propusă in acest scenariu:

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi sistem de baterii (25 MWh)

Categoria	Parametru	Valoare
Date generale	Tip sistem	Sistem de stocare energie în container (BESS)
	Tehnologie celule	$LiFePO_4$ (LFP)
	Puterea nominala a stocarii	6,73 MW
	Capacitate nominală totală a ansamblului	25 MWh
	Randamentul global al ciclului de încărcare–descărcare (round-trip efficiency): η RT	0,85
	Cicluri incarcare/descarcare	≥ 6000
	Adâncime de descărcare utilizabilă (DoD)	0,8
	Garanție	>10 ani
Parametri electrici CA	Tensiune nominală CC	1000÷1500 V
Parametri mecanici containar	Capacitate energetică nominală container	≥ 5MWh
	Sistem detectie si stingere incendiu	DA
	Tip structura	Container
	Temperatură de funcționare	–30°C până la +55°C
	Umiditate relativă	0% – 100%
	Metodă de răcire	Răcire cu aer (HVAC)/ Racire cu lichid
	Grad de protecție	IP55
	Nivel anticoroziv	C5-Mediu
Comunicații și integrare	Protocol comunicații sistem	Modbus TCP
	Mod de comunicare	CAN / ETH / MBUS / RS485

Categoria	Parametru	Valoare
	BMS integrat și interfață de comunicație cu EMS	DA
Cerințe de conformitate	Standard	Marcaj CE

Funcționarea bateriilor LFP se bazează pe migrarea reversibilă a ionilor de litiu între anod și catod în timpul proceselor de încărcare și descărcare, energia fiind stocată și eliberată prin reacții electrochimice controlate. Structura cristalină stabilă a materialului $LiFePO_4$ conferă o rezistență ridicată la degradarea electrochimică și termică, permițând operarea în condiții de siguranță pe perioade îndelungate.

Din punct de vedere tehnic, bateriile $LiFePO_4$ se caracterizează printr-o durată de viață extinsă, care poate depăși 6.000 de cicluri complete de încărcare–descărcare, o eficiență energetică ridicată, o adâncime mare de descărcare utilizabilă (DoD) și o rată redusă de degradare a capacității în timp. De asemenea, acestea prezintă o stabilitate termică superioară comparativ cu alte tehnologii litiu-ion, reducând semnificativ probabilitatea apariției fenomenului de *thermal runaway* și a riscurilor asociate incendiilor sau exploziilor.

Un avantaj important al tehnologiei LFP îl reprezintă fiabilitatea ridicată în aplicațiile de stocare staționară, unde criteriile de siguranță, disponibilitate și durabilitate sunt esențiale. Totodată, lipsa cobaltului și a altor metale critice din compoziția electrozilor contribuie la diminuarea impactului asupra mediului și la reducerea dependenței de lanțurile de aprovizionare asociate materiilor prime critice.

Datorită acestor caracteristici, bateriile $LiFePO_4$ sunt considerate una dintre cele mai adecvate soluții pentru sistemele de stocare a energiei asociate instalațiilor fotovoltaice, contribuind la creșterea gradului de autoconsum al energiei produse local, la reducerea solicitării rețelei electrice și la îmbunătățirea flexibilității și rezilienței infrastructurilor energetice moderne.

Sistem de management al bateriei (BMS)

- monitorizare celule la nivel de modul/string;
- echilibrare activă/pasivă a celulelor;
- management temperatură și protecție termică;
- diagnosticare online și alarmare în timp real;
- comunicare Modbus/IEC 61850.

Siguranță și protecții

- senzori de temperatură multipunct;
- protecție la supracurent, subtensiune, supratensiune;
- sistem de stingere.

Sistemul de stocare a energiei electrice cu capacitatea nominala de 25 MWh este compus din module electrochimice, alimentate printr-un invertor bidirecțional de 6,73 MW. Bateriile sunt amplasate în container specializate, dotate cu sisteme HVAC, detectoare de incendiu și senzori multipunct pentru monitorizare termică și electrică.

Întregul sistem este controlat printr-o platformă SCADA/BMS, care permite monitorizarea completă a sistemului, gestionarea ciclurilor de încărcare–descărcare, diagnosticarea în timp real și intervenții rapide în caz de avarie. Soluția tehnică este proiectată să funcționeze 24/7 în condiții climatice variate, fiind protejată împotriva riscurilor de suprasarcină, scurtcircuit, incendiu și thermal runaway.

Sistemul de stocare a energiei (BESS) funcționeaza în regim de încărcare exclusiv din energia electrică produsă de centrala fotovoltaică aferentă amplasamentului, fără aport din rețeaua publică, iar energia acumulată va fi livrată în perioadele fără producție fotovoltaică (preponderent pe timpul nopții) pentru acoperirea consumurilor electrice ale unității administrative, inclusiv iluminatul public și alte servicii cu funcționare continuă.

În acest mod de operare, rata de ciclare a sistemului este de 1 ciclu/zi, deoarece BESS parcurge un singur ciclu complet de încărcare în intervalul diurn și un singur ciclu de descărcare în intervalul nocturn, corelat direct cu profilul zilnic de producție al sistemului fotovoltaic.

Această strategie de exploatare asigură o utilizare predictibilă și controlată a bateriilor, contribuind la optimizarea duratei de viață a sistemului de stocare, reducerea stresului electrochimic și încadrarea în parametrii de proiectare specifici aplicațiilor de tip autoconsum cu deplasarea energiei în timp.

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi invertor 6,73 MW

Categoria	Parametru	Valoare
Date generale	Tip echipament	PCS (Power Conversion System)
	Putere nominală	6731 kW (limitare la puterea din ATR)
	Compatibilitate baterii	$LiFePO_4$
	Montaj	Outdoor
	Garanție	≥ 10 ani

Categoria	Parametru	Valoare
Parametri electrici CA	Putere activă nominală CA	6731 kW
	Tensiune nominală CA	690/800 V
	Frecvență nominală	50 Hz
	Distorsiune armonică THDi	< 3%
	Randament maxim	≥ 98,5%
Parametri electrici CC	Domeniu tensiune DC	1000 – 1500 V
	Funcționare bidirecțională	Da
	Compatibilitate C-rate	0,25C – 1C
Funcții operaționale	Control putere activă/reactivă	Da
	Reglaj factor de putere	Da
	Peak shaving	Da
	Frequency regulation	Da
	Black start	Da
	Grid following	Da
	Integrare EMS	Da
	Integrare SCADA	Da
Protecții electrice	Protecție supratensiune	Da
	Protecție subtensiune	Da
	Protecție supracurent	Da
	Protecție scurtcircuit	Da
	Protecție anti-islanding	Da
	Protecție temperatură	Da
	Protecție polaritate inversă	Da
Comunicații și integrare	Protocol comunicații	Modbus TCP/IP
	Interfețe comunicații	Ethernet / RS485 / CAN
	Integrare SCADA	IEC 61850 / Modbus
	Monitorizare remote	Da
	Actualizare firmware remote	Da
	Grad de protecție	IP54 / IP55

Categoria	Parametru	Valoare
Parametri mecanici și mediu	Metodă de răcire	Răcire cu aer
	Temperatură de funcționare	−30°C până la +55°C
	Umiditate relativă	0% – 95%
Conformitate și standarde	Standarde	CE

Funcții tehnologice:

- funcționare în mod grid-forming sau grid-following;
- control al tensiunii și compensare reactivă;
- black-start (opțional, conform producătorului);
- sincronizare automată la reconectare.

Protecții integrate:

- protecție la suprasarcină;
- protecție la scurtcircuit;
- protecție la pierderea fazei;
- protecție la variații de frecvență/tensiune;
- sistem anti-islanding.

Invertorul bidirecțional (PCS), cu puterea nominală de 6,73 MW, constituie elementul central al sistemului de conversie și management al energiei, asigurând transferul bidirecțional al energiei între sistemul de stocare și instalația electrică a obiectivului. În configurația tehnică adoptată prin prezentul proiect, convertorul este utilizat pentru încărcarea sistemului de stocare din energia electrică produsă de centrala fotovoltaică și pentru alimentarea consumatorilor proprii din energia stocată în perioadele în care producția regenerabilă este insuficientă sau absentă. Soluția tehnică implementată urmărește exclusiv valorificarea energiei produse din surse regenerabile, maximizarea autoconsumului și reducerea energiei preluate din Sistemul Electroenergetic Național, în conformitate cu obiectivele investiției și cu prevederile Ghidului Solicitantului. Alegerea acestei capacități este în concordanță cu cerințele de racordare definite în ATR, asigurând compatibilitatea instalației cu infrastructura electrică locală și respectarea limitelor de putere prevăzute pentru injecția în rețea. Sistemul de stocare de 25 MWh este capabil să asigure un regim de funcționare flexibil, acoperind aplicații precum atenuarea fluctuațiilor de producție din surse regenerabile, reducerea vârfurilor de sarcină, reducerea dezechilibrelor interne dintre producția fotovoltaică și consum, precum și gestionarea eficientă a energiei în momentele cu prețuri volatile pe piața de energie.

Dimensionarea invertorului la o putere nominală de 6,73 MW, în corelare cu capacitatea de stocare de 25 MWh, a fost realizată pe baza unor criteriilor din ATR. Alegerea acestei puteri răspunde necesității de a asigura un echilibru optim între performanța sistemului de stocare, compatibilitatea cu infrastructura electrică și durabilitatea pe termen lung a echipamentelor. Dimensionarea puterii invertorului asigură respectarea limitelor impuse de operatorul de distribuție/transport privind puterea maximă admisă la punctul de racordare. Astfel, instalația operează în conformitate cu cerințele privind calitatea energiei, stabilitatea rețelei și evitarea suprasolicitărilor infrastructurii electrice locale.

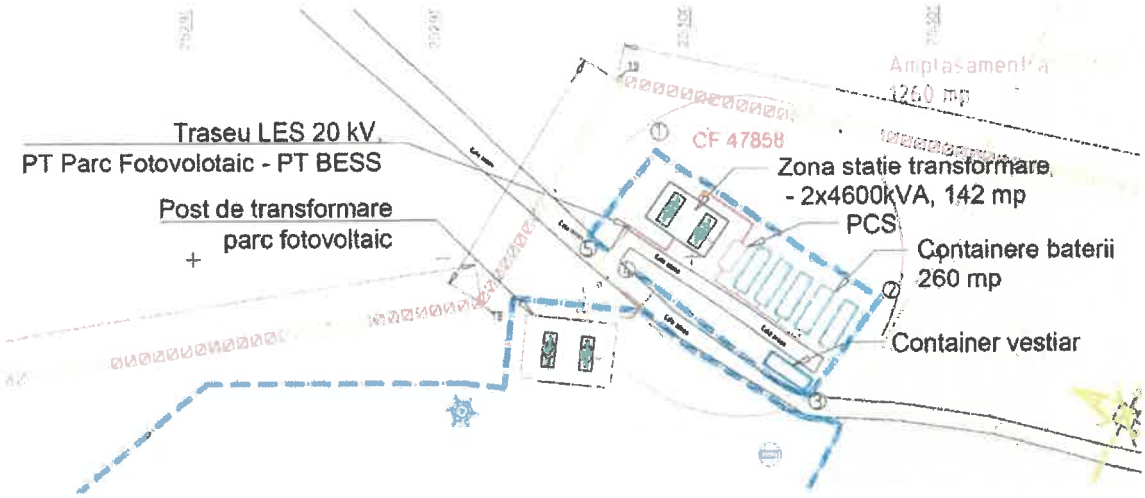
Puterea invertorului de 6,73 MW reprezintă un compromis adecvat între flexibilitatea operațională și protecția sistemului de stocare împotriva degradării accelerate. Un invertor semnificativ supradimensionat ar conduce la un regim de funcționare cu un C-rate ridicat, favorizând uzura celulelor și reducând numărul ciclurilor utile de încărcare–descărcare. În configurația aleasă, regimul energetic este menținut în intervale compatibile cu cerințele tehnice ale producătorului, contribuind la prelungirea duratei de viață și la optimizarea costurilor de exploatare. De asemenea, această putere este suficient de ridicată pentru a permite absorbția rapidă a surplusurilor de energie regenerabilă, respectiv l ivrarea controlată a energiei stocate în perioadele de cerere crescută a muncipalității.

Alegerea invertorului de 6,73 MW reflectă o corelare atentă între constrângerile tehnice impuse de ATR, cerințele de funcționalitate ale sistemului, eficiența energetică și principiile de operare care asigură durabilitatea bateriei. Această dimensionare garantează integrarea în condiții optime în rețeaua electrică și contribuie la realizarea obiectivelor tehnice și operaționale ale investiției.

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi post de transformare

Caracteristică / specificație	Valoare / descriere pentru SF
Tip echipament principal	Posturi de transformare aferente sistemului BESS
Număr transformatoare	2 bucăți
Putere nominală transformator	4600 kVA / transformator
Putere totală instalată în transformatoare	9200 kVA
Amplasare transformatoare	În anvelope tehnice distincte
Tensiune primară	20 kV
Tensiune secundară	690/800 V

Caracteristică / specificație	Valoare / descriere pentru SF
Compatibilitate secundar	Compatibil cu invertorul/PCS al sistemului de stocare
Nivel de racordare rezultat	20 kV
Echipament de conexiune MT	Celulă de linie în modulul de conexiune / postul de transformare aferent parcului fotovoltaic
Mediu de stingere/izolație celule MT	Alternativ non-SF_6
Răcire transformatoare	ONAN sau echivalent
Regim de funcționare	Funcționare continuă
Clasă de izolație	Conform SR EN 60076-3
Standard transformator	SR EN 60076
Pierderi admise	Încadrate în limitele normative pentru transformatoare de distribuție MT
Protecții termice	Releu termic și senzori PT100 pentru înfășurări
Protecție gaz	Protecție Buchholz pentru transformatoare în ulei
Protecție diferențială	Prevăzută unde este cazul
Protecții maximale de curent	Pe fiecare înfășurare



Locație Scenariul propus

Scenariul recomandat cuprinde realizarea ansamblului BESS cu capacitatea nominală de 25 MWh şi puterea activă totală PCS de 6,73 MW, racordat la 20 kV prin două transformare în anvelope prefabricate din beton, fiecare cu transformator de 4.600 kVA. Integrarea cu parcul fotovoltaic se realizează prin circuitele de medie tensiune şi celula dedicată BESS, cu coordonarea protecţiilor, a automatizărilor şi a comenzilor EMS în limitele ATR.

Lucrările de construcţii şi instalaţii includ platforma de susţinere din beton armat, căile de acces şi platformele tehnologice din piatră spartă, infrastructura EMS/SCADA şi de comunicaţii, colectarea şi drenajul apelor pluviale, împrejmuirea, reţeaua de împământare şi protecţia la trăsnet, săpăturile şi pozarea reţelelor electrice dintre BESS, PTAB-urile propuse şi postul parcului, iluminatul exterior perimetral şi sistemul de monitorizare a accesului şi supraveghere.

Furnizarea şi montajul echipamentelor cuprind containerele de baterii, unităţile PCS, echipamentele EMS/SCADA şi de comunicaţii, containerul modular cu funcţiune de birou/vestiar şi cele două posturi de transformare în anvelopă de beton. Alcătuirea, modul de realizare şi integrarea fiecărei componente sunt descrise la subcapitolul 3.2. Lucrările civile, instalaţiile, furniturile şi montajul se delimitează în devizele pe obiecte astfel încât fiecare prestaţie şi fiecare echipament să fie evidenţiate o singură dată în categoria de cheltuieli aferentă.

Locaţia unde se va realiza investiţia

	Locatie	Suprafata (mp)	Adresa CF
1	Teren, Nr. Cadastral 47858	219319	Judeţul Caraş-Severin

Au fost obţinute rezultatele privind cantităţile de energie stocate la nivel zilnic şi lunar, acestea constituind baza evaluării performanţei operaţionale a sistemului de stocare şi a gradului de utilizare a capacităţii instalate

Scenariul 1- Cantitate energie medie zilnica stocată

Luna	Cantitate energie stocată [MWh]
Ianuarie	12,18
Februarie	16,68
Martie	20,00
Aprilie	20,00
Mai	20,00
Iunie	20,00
Iulie	20,00
August	20,00
Septembrie	20,00
Octombrie	20,00
Noiembrie	15,23
Decembrie	10,22

Scenariul 1 - Cantitate energie lunară stocată

Luna	Cantitate energie stocată [MWh]
Ianuarie	377,52
Februarie	467,13
Martie	620,00
Aprilie	600,00
Mai	620,00
Iunie	620,00
Iulie	620,00
August	620,00
Septembrie	600,00
Octombrie	620,00
Noiembrie	457,01
Decembrie	316,77

Pe parcursul unui interval anual complet de operare, sistemul de stocare acumulează o cantitate totală de energie de 6538,42 MWh, valoare care reflectă capacitatea efectivă de

preluare și gestionare a energiei în condițiile reale de funcționare ale instalației. Această cantitate anuală stocată constituie un indicator relevant al performanței operaționale a sistemului, evidențiind atât potențialul său de integrare în rețea, cât și contribuția la optimizarea fluxurilor energetice și la echilibrarea producției și consumului în cadrul Sistemului Electroenergetic Național.

Strategia de operare a sistemului de stocare a energiei electrice (BESS) este elaborată în corelare cu profilul de consum al beneficiarului și cu profilul de producție al centralei fotovoltaice aferente amplasamentului, având ca obiectiv principal maximizarea autoconsumului energiei regenerabile, reducerea schimburilor de energie cu rețeaua electrică și creșterea eficienței energetice a investiției.În intervalele diurne, când producția fotovoltaică depășește consumul instantaneu al beneficiarului, surplusul de energie este direcționat către sistemul de stocare, fiind acumulat în baterii. În perioadele cu producție redusă sau absentă, preponderent pe timpul serii și al nopții, energia stocată este descărcată pentru alimentarea consumurilor proprii ale beneficiarului, inclusiv a iluminatului public și a celorlalte servicii cu funcționare continuă. Prin această strategie este asigurată deplasarea energiei în timp și creșterea gradului de valorificare a energiei regenerabile produse local.

Strategia de operare presupune un ciclu complet de încărcare–descărcare în fiecare interval de 24 de ore, direct corelat cu profilul zilnic de producție al centralei fotovoltaice și cu necesarul de consum al beneficiarului. Acest regim de exploatare predictibil limitează solicitările electrochimice asupra bateriilor, optimizează durata de viață a sistemului și menține performanțele acestuia pe termen lung.

În condițiile de operare sistemul stochează 6538,42 MWh/an, în funcție de sezon și de disponibilitatea resursei solare. Implementarea acestei strategii conduce la o reducere estimată a emisiilor de 3270,68 tone CO_2/an, prin valorificarea surplusului de energie regenerabilă și diminuarea consumului de energie din surse convenționale.

Reducerea anuală estimată a emisiilor de dioxid de carbon obținută prin implementarea sistemului de stocare a energiei electrice și utilizarea energiei regenerabile produse de centrala fotovoltaică în locul energiei preluate din Sistemul Electroenergetic Național.

În conformitate cu prevederile Ghidului Solicitantului, reducerea emisiilor de CO_2 se determină pe baza energiei absorbite anual de sistemul de stocare (EAA), a factorului specific de emisii și a randamentului global al sistemului de stocare.

Energia absorbită anual de sistemul de stocare (EAA) reprezintă cantitatea de energie electrică produsă de instalația fotovoltaică și preluată efectiv de bateria de stocare într-un an de funcționare. Aceasta a fost determinată în cadrul prezentului Studiu de fezabilitate prin

analiza producției estimate a centralei fotovoltaice, utilizând rezultatele simulării realizate cu aplicația PVGIS și caracteristicile tehnice ale sistemului de stocare propus.

Simularea energetică indică o producție anuală estimată a centralei fotovoltaice de 3270,68 MWh/an (valoarea trebuie să coincidă cu raportul PVGIS anexat). Pornind de la distribuția lunară a producției, pentru fiecare lună s-a determinat producția medie zilnică, care a fost comparată cu energia utilizabilă a sistemului de stocare.

Sistemul de stocare are o capacitate energetică nominală de 25 MWh, iar în calcule s-a considerat o energie utilizabilă de 20 MWh, corespunzătoare unei adâncimi de descărcare (DoD) de 80 %. În fiecare zi s-a considerat că bateria poate absorbi maximum 20 MWh, iar atunci când producția medie zilnică a fost inferioară acestei valori, s-a considerat că întreaga energie disponibilă poate fi preluată de sistemul de stocare.

Prin aplicarea acestei metodologii pentru toate lunile anului a rezultat o energie absorbită anual de 3270,68 MWh/an, valoare utilizată în calculul indicatorului privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Prin corelarea strategiei de operare cu profilul de consum al beneficiarului și cu caracteristicile tehnice ale sistemului de stocare (capacitate 25 MWh, invertor 6,73 MW, randament 85%, tehnologie $LiFePO_4$ și rată de ciclare de 1 ciclu/24 h), investiția asigură un nivel ridicat de autoconsum, optimizează fluxurile energetice, reduce costurile de exploatare și contribuie la creșterea flexibilității și rezilienței infrastructurii energetice locale, în concordanță cu obiectivele de eficiență energetică și de decarbonizare asumate prin proiect.

d) probe tehnologice și teste.

În etapa de punere în funcțiune a sistemului de stocare, după finalizarea lucrărilor de montaj și înaintea recepției la terminarea lucrărilor și a intrării în exploatare, se vor realiza verificările, măsurătorile, probele tehnologice și testele funcționale necesare confirmării conformității instalației cu proiectul tehnic, documentațiile producătorilor și reglementările tehnice aplicabile. Acestea vor cuprinde atât verificări și măsurători efectuate anterior punerii sub tensiune, cât și probe funcționale și de integrare realizate după energizare, în condiții controlate de încărcare și descărcare, după cum se prezintă în continuare:

- Verificarea conformității lucrărilor executate cu proiectul tehnic și documentația de execuție.
- Verificarea traseelor de cabluri de curent continuu și alternativ, inclusiv identificarea și etichetarea acestora.
- Verificarea conexiunilor electrice pe circuitele DC, AC JT și MT.

- Verificarea polarității pe circuitele de curent continuu aferente bateriilor și invertoarelor.
- Măsurarea rezistenței de izolație a cablurilor și echipamentelor electrice, conform normativelor în vigoare.
- Măsurarea rezistenței de dispersie a prizei de pământ și verificarea încadrării în valorile admise.
- Verificarea funcționării și selectivității protecțiilor electrice (JT și MT), inclusiv a releelor de protecție.
- Testarea funcționării sistemelor de protecție și siguranță ale BESS, inclusiv BMS, protecții termice și sisteme de alarmare.
- Testarea sistemelor de comunicație și integrare EMS/SCADA, inclusiv transmiterea datelor de monitorizare și comenzi.
- Probe de funcționare la sarcină parțială și nominală, pentru verificarea comportării sistemului de stocare în regim de încărcare și descărcare.
- Probe de funcționare în regim integrat cu instalația fotovoltaică, conform scenariului de operare prevăzut în SF.
- Testarea de sincronizare și reglaj cu rețeaua SEN.
- După finalizarea testelor și obținerea rapoartelor de conformitate, sistemul BESS va fi pus în exploatare în paralel cu parcul fotovoltaic existent, conform prevederilor din Ordinul ANRE nr. 129/2008 și normativelor tehnice aplicabile.
- Întocmirea documentației de punere în funcțiune și recepție, inclusiv procese-verbale de probe și teste.

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;

Valoarea totală a proiectului inclusiv TVA este de **30.698.342,40** lei, din care TVA **5.319.549,90** lei. Valoarea totală a obiectivului fără TVA este de **25.378.792,50** lei.

Valoarea C+M a proiectului inclusiv TVA este de **5.236.275,00** lei, din care TVA **908.775,00** lei. Valoarea totală a obiectivului fără TVA este de **4.327.500,00** lei.

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;

Valoarea indicatorilor minimali la nivel de proiect:

- ***Capacitate stocare: 25 MWh;***
- ***Putere invertor: 6,73 MW;***
- ***Energie stocata in 12 luni: 6.538,42 MWh;***
- ***Reducerea emisiilor de CO_2: 3.270,68 tone CO_2/an.***

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

Indicator	Scenariul recomandat
RIRF/C – Rata Internă de Rentabilitate Financiară	-7,20%
VANF/C – Valoarea Actualizată Netă Financiară	-15.987.958,15 lei
Raport Cost-Beneficiu financiar (RCB)	0,67
RIRE – Rata Internă de Rentabilitate Economică	5,41%
VANE – Valoarea Actualizată Netă Economică	958.161,49 lei
Raport Cost-Beneficiu (RCB)	1,02

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

Durata estimata de execuție a obiectivului de investiție, cu condiția ca termenul de livrare al echipamentelor sa fie respectat, este de 17 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

- Se vor respecta Normele, Normativele și Standardele in vigoare.
- Toate documentațiile elaborate se vor verifica de către un verificator autorizat la fiecare specialitate.

- Lucrările vor fi supervizate de către un responsabil tehnic cu execuția numit de către **UAT Reșița.**

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

Sursele de finanțare a investițiilor se constituie în conformitate cu legislația în vigoare.

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

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

Certificat de urbanism nr.: 485/23.12.2025.

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

Extras de carte funciară, Nr. 47858.

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

Decizia etapei de încadrare de la Direcția Județeană de Mediu Caraș-Severin, numar de inregistrare 104 din 27.03.2026.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Nu este cazul.

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

Nu este cazul.

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

Nu este cazul.

7. Implementarea investiției

7.1. Informații entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Beneficiarul investiției: **U.A.T. Municipiul Reșița**

Adresa: **Piața 1 Decembrie 1918, nr. 1A, Municipiul Reșița, 320084, Județul Caraș-Severin, România**

Numărul de telefon, de fax și adresa paginii de internet: tel. **0255221964, https://www.primariaresita.ro**

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

Graficul de implementare al proiectului

Nr. Crt.	Activitatea	Luna																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Semnarea contractului de finanțare																	
2	Management de proiect																	
3	Activități de informare și publicitate																	
4	Încheierea contractelor de proiectare&execuție																	
5	Lucrări de proiectare și detalii de execuție																	
6	Obținere avize, acorduri și autorizații																	
7	Verificarea tehnică de calitate a proiectului																	
9	Achiziția și furnizarea echipamentelor																	
10	Asistență tehnică proiectant																	
11	Dirigenție de șantier																	
12	Realizare structură și cablaje electrice																	
13	Depunere dosar de plată - Tranșa I																	
14	Recepție lucrări de construcții si instalații																	
15	Montare echipamente: invertoare, tablouri concentratoare																	
16	Montaj echipamente																	
17	Recepție la finalizarea lucrărilor																	
18	Probe tehnologice și teste																	
19	PIF																	

Nr. Crt.	Activitatea	Luna															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
20	Predarea instalațiilor beneficiarului																	
21	Activități de audit financiar																	
22	Depunere dosar de plata - Transa II																	

Durata de implementare a investiției este de 17 luni.

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

Exploatarea și operarea sistemului de stocare a energiei electrice se realizează în conformitate cu principiile de funcționare stabilite de producător, cu normele tehnice aplicabile instalațiilor electroenergetice și cu cerințele de integrare în rețeaua electrică prevăzute în Avizul Tehnic de Racordare (ATR). Sistemul de baterii este proiectat pentru a funcționa în regim continuu, în mod autonom sau coordonat cu instalația de producție din surse regenerabile, oferind atât capacitatea de absorbție a energiei excedentare, cât și posibilitatea de livrare rapidă în rețea în perioadele de necesar energetic ridicat.

Operarea instalației se realizează prin intermediul sistemului de management al bateriilor (BMS), respectiv al sistemului de control și achiziție date (SCADA), care monitorizează permanent parametrii electrici și termici ai întregului ansamblu. BMS-ul asigură echilibrarea celulelor, gestionarea stării de încărcare (State of Charge – SOC), diagnosticarea în timp real a eventualelor neconformități și aplicarea măsurilor automate de protecție, astfel încât exploatarea să se desfășoare în condiții optime de siguranță și eficiență.

În regim normal de funcționare, bateria operează într-o fereastră controlată de utilizare, stabilită pentru menținerea durabilității și limitarea fenomenelor de degradare electrochimică. Aceasta presupune evitarea încărcării la valori apropiate de 100% SOC și menținerea descărcării peste pragurile minime recomandate de producător. De asemenea, sistemele HVAC integrate în containere asigură menținerea temperaturii interne în intervalul optim, esențial pentru prelungirea duratei de viață a celulelor și pentru asigurarea funcționării stabile a invertorului.

Operarea bateriilor include și gestionarea ciclurilor de încărcare–descărcare în funcție de strategia energetică adoptată: preluarea vârfurilor de producție din surse regenerabile și furnizarea energiei la vârfurile de sarcină din consum ale beneficiarului.

Exploatarea instalației este supusă procedurilor de mentenanță preventivă și corectivă, stabilite prin documentația tehnică a producătorului. Acestea includ verificări periodice ale sistemelor electrice, mecanice și termice, testarea funcționării BMS-ului și a echipamentelor de protecție, calibrarea senzorilor și evaluarea performanțelor sistemului în raport cu indicatorii tehnici de referință. Activitățile de mentenanță sunt esențiale pentru prevenirea defectelor, pentru menținerea eficienței și pentru garantarea conformității instalației cu cerințele de securitate și siguranță electrică.

Strategia de exploatare a sistemului de stocare a energiei electrice se bazează pe un ansamblu coerent de principii tehnice și operaționale, menite să asigure utilizarea optimă a capacității de stocare, maximizarea beneficiilor energetice și economice, precum și menținerea durabilității și siguranței instalației pe întreaga durată de viață. Această strategie urmărește integrarea armonizată a bateriilor în ecosistemul energetic local și respectarea cerințelor impuse de operatorul de rețea, în acord cu obiectivele generale ale investiției.

Strategia de exploatare prevede utilizarea sistemului de stocare în raport direct cu profilul de producție al surselor regenerabile, în special în perioadele în care se înregistrează excedente energetice. În aceste situații, bateria este programată să absoarbă energia disponibilă până la limita de încărcare stabilită, astfel încât să contribuie la reducerea pierderilor prin limitarea producției (curtailment) și la creșterea gradului de utilizare a resurselor regenerabile. În lunile de vară, strategia presupune operarea bateriei într-o fereastră optimă de utilizare, corespunzătoare unui nivel maxim de încărcare de aproximativ 80%, pentru a reduce stresul electrochimic și pentru a prelungi durata de viață a celulelor.

Strategia include utilizarea controlată a energiei stocate în intervalele de cerere ridicată sau în momentele în care prețul energiei pe piață este favorabil. Această abordare optimizează valorificarea economică a sistemului de stocare și susține stabilitatea fluxurilor energetice la nivel de rețea. Descărcarea se realizează în conformitate cu limitele tehnice ale invertorului de 6,73 MW, astfel încât să fie asigurată o durată de descărcare adecvată, menținându-se în același timp parametrii tehnici indicați de producător pentru menținerea performanței sistemului.

Strategia include și elaborarea unui plan periodic de mentenanță preventivă, corelat cu recomandările producătorului și cu specificul ciclurilor de operare. Aceasta garantează identificarea din timp a potențialelor degradări, menținerea parametrilor de performanță și reducerea riscurilor de avarie.

Prin implementarea acestei strategii, sistemul de stocare va funcționa în condiții optime, asigurând un echilibru între exploatarea intensă și protejarea durabilității, contribuind totodată

la creşterea eficienţei energetice, la stabilizarea reţelei electrice şi la atingerea obiectivelor de decarbonizare asumate la nivel local şi naţional.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacităţii manageriale şi instituţionale

In scopul bunei implementări a proiectului se va forma o echipă internă de la UAT Reşiţa formată dintr-un număr de 4 (patru) specialişti care vor monitoriza realizarea proiectului. Competentele, abilităţile şi experienţa deţinută de aceştia reprezintă pilonul principal de implementare in cele mai bune condiţii a proiectului.

Responsabilitatea membrilor echipei sunt împărţite pe funcţii, fiecare dintre aceştia având foarte bine trasate atribuţiile in funcţie de competenţele profesionale şi abilităţile sale. Întreaga Unitate de Implementare a Proiectului raportează Managerului de proiect.

De asemenea, abilităţile, competenţele şi experienţa membrilor din cadrul echipei de proiect acoperă toate domeniile necesare activităţilor proiectului, respectiv:

- Spectrul managementului de proiect (Manager de Proiect);
- Întregul proces de derulare a achiziţiilor: contact furnizori, negociere contracte, monitorizare aprovizionare (Expert Achiziţii);
- Domeniul tehnic specific (Expert tehnic cu expertiza dedicată);
- Domeniul economic şi financiar aferent proiectului (Expert Financiar).

Pentru asigurarea unei implementări in condiţii sporite de eficienţă şi eficacitate, UAT Reşiţa urmăreşte realizarea şi inserarea unui sistem de control intern in cadrul echipei de implementare a proiectului. Acesta va surprinde obiective atât cu privire la cei 3E (eficienţă, eficacitate şi economicitate) cât şi obiective ce se referă la fiabilitatea informaţiilor şi conformitate legală.

Justificarea posibilităţilor şi a capacitaţii tehnice de implementare a proiectului, analizată din spectrul de vedere al resurselor umane se poate susţine şi cu ajutorul următoarelor elemente, respectiv:

- existenţa unei echipe interne cu experienţă în managementul proiectelor finanţate din fonduri europene şi naţionale, care a coordonat implementarea unor investiţii complexe în domeniul infrastructurii publice, eficienţei energetice şi energiei din surse regenerabile;
- experienţa acumulată în implementarea proiectelor de producere a energiei din surse regenerabile, inclusiv a investiţiilor de tip parc fotovoltaic, precum şi a proiectelor de mobilitate urbană şi infrastructură energetică;

- existența unui personal de specialitate în cadrul compartimentelor tehnic, investiții, achiziții publice, economic și juridic, capabil să asigure coordonarea activităților pe întreaga durată de implementare a proiectului;
- posibilitatea suplimentării echipei de implementare cu personal din cadrul aparatului de specialitate al Primăriei Municipiului Reșița sau prin contractarea unor servicii externe de consultanță și asistență tehnică, în funcție de necesitățile identificate pe parcursul implementării;
- asigurarea din surse proprii a resurselor financiare necesare funcționării echipei interne de management, fără a afecta implementarea investiției sau respectarea termenelor contractuale;
- experiența autorității contractante în organizarea și derularea procedurilor de achiziții publice pentru investiții de complexitate ridicată, cu respectarea prevederilor legislației în vigoare;
- elaborarea unei documentații de atribuire și a unui caiet de sarcini detaliat, care va include cerințe tehnice, funcționale și de performanță clar definite, precum și criterii de calificare care să permită participarea doar a operatorilor economici cu experiență demonstrată în proiectarea și execuția unor investiții similare;
- implementarea unui sistem de monitorizare tehnică, administrativă și financiară pe întreaga durată a proiectului, prin implicarea echipei interne de management, a dirigintelui de șantier și a altor specialiști desemnați de beneficiar;
- existența capacității administrative necesare pentru monitorizarea indicatorilor de performanță, gestionarea riscurilor, raportarea către finanțator și asigurarea sustenabilității investiției pe întreaga perioadă de operare.

ANEXE

Anexa 1 – Extras de Carte Funciară

Anexa 2 – Certificat de Urbanism

Anexa 3 – Clasarea notificării / Decizia etapei de încadrare emisă de autoritatea pentru protecția mediului

Anexa 4 – Avizul Tehnic de Racordare parc fotovoltaic (ATR)

Anexa 5 – Autorizația ANRE a proiectantului

Anexa 6 – Deviz General Scenariul nr. 1

Anexa 7 – Deviz General Scenariul nr. 2

Anexa 8 – Raportul PV GIS de calculare a producției sistemului fotovoltaic

Anexa 9 – Fișă parametrii minimi echipamente

Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară CARAS-SEVERIN
Biroul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară Resita

ANCPI

Nr. cerere 32620
Ziua 18
Luna 07
Anul 2025
Cod verificare
100191726847

EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ
PENTRU INFORMARE

Carte Funciară Nr. 47858 Reşiţa

A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Extravilan

Adresa: Jud. Caraş-Severin, UAT Reşiţa

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafaţa* (mp)	Observaţii / Referinţe
A1	47858	219.319	Teren neimprejmuit;

B. Partea II. Proprietari şi acte

Inscrieri privitoare la dreptul de proprietate şi alte drepturi reale	Referinţe
40149 / 29/09/2022	
Act Notarial nr. 3320, din 29/09/2022 emis de Dobre Florica;	
B1 Se infiinteaza cartea funciara 47858 a imobilului cu numarul cadastral 47858 / UAT Reşiţa, rezultat din dezmembrarea imobilului cu numarul cadastral 47523 inscris in cartea funciara 47523;	A1
Act Administrativ nr. HG 532, din 24/07/2002 emis de GUVERNUL ROMANIEI; Inscris Sub Semnatura Privata nr. FISCAL NR 20033, din 21/03/2022 emis de PRIMARIA MUN. RESITA; Inscris Sub Semnatura Privata nr. PAD, din 22/03/2022 emis de PFDA ALBAI NELU;	
B3 Intabulare, drept de PROPRIETATE - în baza HG 532/24.07.2002, Anexa nr. 2 - parcela 21E, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1 1) **MUNICIPIUL RESITA**, Domeniul Public *OBSERVATII: pozitie transcrisa din CF 47523/Reşiţa, inscrisa prin incheierea nr. 16035 din 19/04/2022;*	A1
Act Normativ nr. 17, din 07/03/2014 emis de Parlamentul Romaniei;	
B4 Imobil aflat sub incidenta art.3, alin.1 din Legea 17/2014 *OBSERVATII: pozitie transcrisa din CF 47523/Reşiţa, inscrisa prin incheierea nr. 16035 din 19/04/2022;*	A1
32620 / 18/07/2025	
Inscris Sub Semnatura Privata nr. PAD, din 16/07/2025 emis de PFA ALBAI NELU;	
B6 Se notează documentaţia cadastrală de actualizare date tehnice a imobilului IE 47858 UAT Reşiţa recepţionată in data de 18.08.2025 de OCPI Caras Severin, privind repoziţionarea imobilului	A1

C. Partea III. SARCINI .

Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanţie şi sarcini	Referinţe
NU SUNT	

Document care conține date cu caracter personal, protejat de prevederile Regulamentului (UE) nr. 679/2016 și Legii 190/2018

epay.ancpi.ro

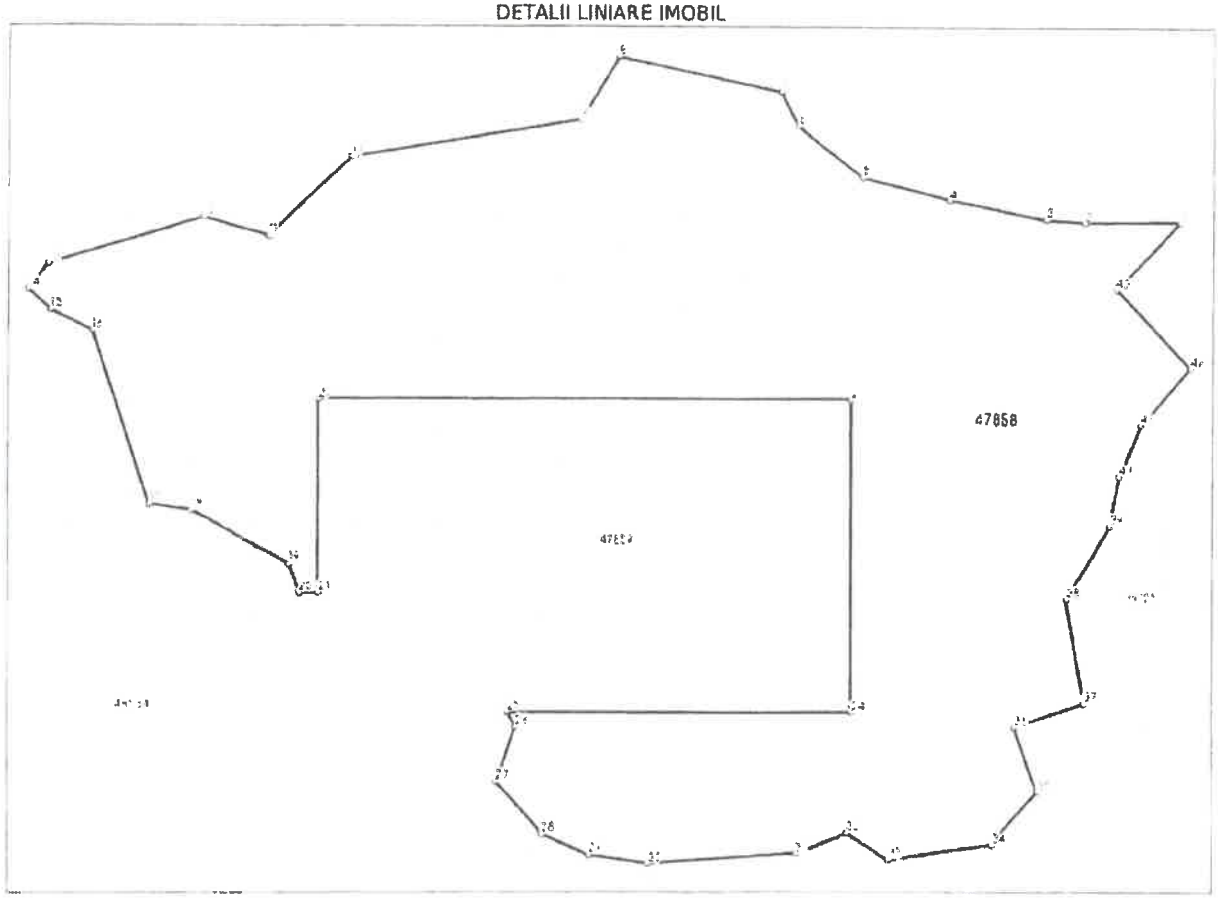
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafaţa (mp)*	Observaţii / Referinţe
47858	219.319	

* Suprafaţa este determinată in planul de proiecţie Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosinţă	Intra vilan	Suprafaţa (mp)	Tarla	Parcelă	Nr topo	Observaţii / Referinţe
1	pasune	NU	219.319	-	-	-	

Date referitoare la construcţii

Lungime Segmente
1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obţinute din proiecţie în plan.

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment
1	2	69.622	2	3	27.741	3	4	69.434
4	5	64.614	5	6	59.177	6	7	26.781
7	8	118.507	8	9	53.126	9	10	167.436
10	11	82.229	11	12	48.624	12	13	116.925
13	14	24.068	14	15	22.399	15	16	33.777
16	17	131.088	17	18	31.363	18	19	79.967
19	20	22.37	20	21	13.553	21	22	139.239
22	23	383.062	23	24	226.069	24	25	246.572

Document care conține date cu caracter personal protejat de prevederile Regulamentului (UE) nr. 679/2016 și Legii 190/2018

189/240
epay.ancpi.ro

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment
25	26	12.15
28	29	36.165
31	32	39.502
34	35	50.164
37	38	76.954
40	41	40.12
43	1	67.87

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment
26	27	41.056
29	30	43.187
32	33	34.649
35	36	49.363
38	39	61.269
41	42	55.365

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment
27	28	50.685
30	31	106.167
33	34	74.605
36	37	52.219
39	40	36.482
42	43	77.723

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.
*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Certific că prezentul extras corespunde cu pozițiile in vigoare din cartea funciară originală, păstrată de acest birou.
Prezentul extras de carte funciară este valabil la autentificarea de către notarul public a actelor juridice prin care se sting drepturile reale precum și pentru dezbaterea succesiunilor, iar informațiile prezentate sunt susceptibile de orice modificare, in conditiile legii.
S-a achitat tariful de 0 RON, -, pentru serviciul de publicitate imobiliară cu codul nr. 251M, 263.

Data soluționării,
18-08-2025
Data eliberării,
__/__/____

Asistent Registrator,
IONELA TULBURE
(parafa și semnătura)

Referent,
(parafa și semnătura)

Acest document se eliberează gratuit pentru proprietarii imobilelor. Pentru alți solicitanți, costul extrasului este de 25 de lei la ghișeu, respectiv 20 de lei dacă este obținut online prin platforma http://epay.ancpi.ro

Document care conține date cu caracter personal, protejate de prevederile Regulamentului (UE) nr. 679/2016 și Legii 190/2018

epay.ancpi.ro

ROMÂNIA
JUDEŢUL CARAŞ-SEVERIN
PRIMĂRIA MUNICIPIUL REŞIŢA
NR. 110246 din 23/12/2025

CERTIFICAT DE URBANISM

Nr: 185 din 23 / 12 / 2025

În scopul: CAPACITATI DE STOCARE A ENERGIEI ELECTRICE PRODUSĂ DIN SURSE REGENERABILE DE ENERGIE PENTRU MUN. REŞIŢA , JUD. CARAŞ-SEVERIN

Ca urmare a cererii adresate de MUNICIPIUL REŞIŢA PRIN PRIMAR POPA IOAN , cu domiciliul în judeţul CARAŞ-SEVERIN, municipiul REŞIŢA, satul -, sector -, cod poştal -, strada P-ŢA. 1 DECEMBRIE 1918, nr. 1A, bl. -, sc. -, et. -, ap. -, telefon/fax -, e-mail -, înregistrată la nr. 110246 din 23/12/2025,
pentru imobilul ☐ teren şi/sau ☐ construcţii situat în judeţul CARAŞ-SEVERIN, municipiul REŞIŢA, satul -, sector -, cod poştal -, strada FN, nr. -, bl. -, sc. -, et. -, ap. -, sau identificat prin CARTEA FUNCIARĂ 47859 Reşiţa, 47858 Reşiţa, NR. TOPO -, NR. CADASTRAL 47859, 47858,

În temeiul reglementărilor Documentaţiei de urbanism nr 4431,145 / 2006 faza PUG aprobată prin Hotărârea Consiliului Local 92/06.04.2011

În conformitate cu prevederile Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcţii, republicată, cu modificările şi completările ulterioare,

SE CERTIFICĂ:

1. REGIMUL JURIDIC:

1. Se va specifica locaţia terenului/construcţiei: Terenul/construcţiile se află în extravilanul Municipiului Reşiţa.
2. Proprietatea terenului/construcţiei, din extrasul CF: Imobil în proprietatea MUNICIPIUL REŞIŢA-DOMENIUL PUBLIC

2. REGIMUL ECONOMIC:

1.FOLOSINŢĂ ACTUALĂ, din extrasul CF: păşune

EXTRAVILAN

EXTRAVILAN
GENERALITĂŢI
Este permisă executarea de construcţii pe terenurile agricole din extravilan, fără a primi o delimitare ca trup al intravilanului, numai pentru următoarele funcţiuni: Construcţii pentru activităţi agricole; construcţii şi instalaţii agrozootehnice amenajări piscicole şi de îmbunătăţiri funciare, drumuri tehnologice şi de exploatare agricolă , platforme şi spaţii de depozitare care servesc nevoilor producţiei agricole . Nu se includ în această categorie construcţiile de locuinţe, garaje sau alte amenajări cu caracter permanent.
- lucrări de utilitate publică, de interes naţional sau local, admise în condiţiile legii 18/1991 art. 71 alin. 2 aprobate de organisme competente.
- Construcţii cu destinaţie militară; cât şi construcţiile care prin natura lor nu pot fi incluse în intravilan definite ca unităţi cu risc pentru populaţie. Construcţiile civile se vor amplasa la minimum 2400 m de limita obiectivelor speciale aparţinând M.Ap.N , M.I. şi S.R.I.
- Reţele tehnico-edilitare, amplasate grupat, în apropierea căilor de comunicaţie;
- Captări şi rezervoare de apă;
- Căi de comunicaţie rutieră;
Este interzisă executarea construcţiilor pe:
- terenurile arabile de clasa I şi II de bonitate;
- terenurile amenajate cu lucrări de îmbunătăţiri funciare;
- terenurile cultivate cu vii şi livezi, pe rod;
- terenurile cu destinaţie forestieră, pădure cu rol de protecţie sanitară a oraşului, sau cu rol de stabilizare a terenurilor;

191/240

Certificatul de urbanism nu ține loc de autorizație de construire/desființare și nu conferă dreptul de a executa lucrări de construcții.

5. OBLIGAȚII ALE TITULARULUI CERTIFICATULUI DE URBANISM:

În scopul elaborării documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții - de construire de desființare - solicitantul se va adresa autorității competente pentru protecția mediului: **AGENTIA PROTECTIA MEDIULUI CARAS-SEVERIN cu sediu in Resita, str. Petru Maior, nr.73**

În aplicarea Directivei Consiliului 85/337/CEE (Directiva EIA) privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului, modificată prin Directiva Consiliului 97/11/CE si prin Directiva Consiliului și Parlamentului European 2003/35/CE privind participarea publicului la elaborarea anumitor planuri și programe în legatură cu mediul și modificarea, cu privire la participarea publicului si accesul la justiție, a Directivei 85/337/CEE si a Directivei 96/61/CE, prin certificatul de urbanism se comunică solicitantului obligația de a contacta autoritatea teritoriala de mediu pentru ca aceasta să analizeze și să decidă, după caz, încadrarea/neîncadrarea proiectului investiției publice/private în lista proiectelor supuse evaluării impactului asupra mediului.

În aplicarea prevederilor Directivei Consiliului 85/337/CEE, procedura de emitere a acordului de mediu se desfășoară după emiterea certificatului de urbanism, anterior depunerii documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții la autoritatea administrației publice competente.

În vederea satisfacerii cerințelor cu privire la procedura de emitere a acordului de mediu, autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește mecanismul asigurării consultării publice, centralizării opțiunilor publicului și al formulării unui punct de vedere oficial cu privire la realizarea investiției în acord cu rezultatele consultării publice.

În aceste conditii:

După primirea prezentului certificat de urbanism, titularul are obligația de a se prezenta la autoritatea competentă pentru protecția mediului în vederea evaluării inițiale a investiției și stabilirii necesității evaluării efectelor acesteia asupra mediului. În urma evaluării inițiale a investiției se va emite actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului.

În situația în care autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește necesitatea evaluării efectelor investiției asupra mediului, solicitantul are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente cu privire la menținerea cererii pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții.

În situația în care, după emiterea certificatului de urbanism ori pe parcursul derulării procedurii de evaluare a efectelor investiției asupra mediului, solicitantul renunță la intenția de realizare a investiției, acesta are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente.

6. CEREREA DE EMITERE A AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE / DESFIINȚARE

- va fi însoțită de următoarele documente:

a) certificatul de urbanism (copie);

b)Dovada titlului asupra imobilului, teren și/sau construcții, sau, după caz, extrasul de plan cadastral actualizat la zi și extrasul de Carte Funciară de informare actualizat la zi, în cazul în care legea nu dispune altfel(copie legalizată);

c)D.T.A.C./D.T.O.E./D.T.A.D., după caz(2 exemplare originale)

☐ c1) documentația tehnică - D.T. și pentru acordul/autorizația administratorului drumului executat pe domeniul public la infrastructura tehnico-edilitară existentă în zonă

☒ D.T.A.C. ☒ D.T.O.E. ☐ D.T.A.D.

d) Avizele și acordurile stabilite prin certificatul de urbanism:

d.1) Avize și acorduri privind utilitățile urbane și infrastructura (copie):

☐ alimentare cu apă	☐ gaze naturale	☐ Alte avize/acorduri
☐ canalizare	☐ telefonizare	☐ -
☐ alimentare cu energie electrică	☐ salubritate	☐ -
☐ alimentare cu energie termică	☐ transport urban	☐ -
	☐ -	

d.2) avize și acorduri privind: cf. Legea 307/2006, HG 571/2016, HG 862/2016, Ordin 129/2016 OMS 119/2014

În conformitate cu prevederile Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcţii, republicată, cu modificările şi completările ulterioare,

se prelungeşte valabilitatea

Certificatului de urbanism

de la data de _____/_____/_____ până la data de _____/_____/_____

După această dată, o nouă prelungire a valabilităţii nu este posibilă, solicitantul urmând să obţină, în condiţiile legii, un alt certificat de urbanism.

Primar,

_____

Secretar General,

_____

Arhitect-Sef,

_____

Data prelungirii valabilităţii:_____/_____/_____

Achitat taxa de: _____ lei, conform Chitanţei/O.P. nr. _____ din _____/_____/_____

Transmis solicitantului la data de _____/_____/_____ direct/prin poşta.

26-32548-PRS Primaria Resita 01.04.2026

MINISTERUL MEDIULUI, APELOR ŞI PĂDURILOR

ANMAP
Agenția Națională pentru Mediu și Arii Protejate

DIRECȚIA JUDEȚEANĂ DE MEDIU CARAȘ-SEVERIN

AGENȚIA NAȚIONALĂ PENTRU MEDIU ȘI ARII PROTEJATE
DIRECȚIA JUDEȚEANĂ DE MEDIU
CARAȘ-SEVERIN
INTRARE/IEȘIRE Nr. 3362
Ziua 24 Luna 03 anul 2026

DECIZIA ETAPEI DE ÎNCADRARE
Nr.104 din 27.03.2026

Ca urmare a solicitării depuse de **MUNICIPIUL REȘIȚA** prin Popa Ioan, în calitate de primar, cu sediul în Municipiul Reșița, Piața 1 Decembrie 1918, nr. 1A, județul Caraș-Severin, pentru proiectul ***„Capacități de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru mun. Reșița, jud. Caraș-Severin"***, propus a fi amplasat în extravilanul mun. Reșița, teren identificat prin CF 47858, 47859 Reșița, jud. Caraș-Severin, înregistrată la Direcția județeană de Mediu Caraș-Severin cu nr. 14175 din data de 24.12.2025, completată la nr. 517/21.01.2026, în baza Legii 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului si a O.U.G. nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, aprobată cu modificări și completări prin Legea 49/2011 cu modificările și completările ulterioare,

Direcția Județeană de Mediu Caraș-Severin, ca urmare a consultărilor desfășurate în cadrul ședinței Comisiei de Analiză Tehnică din data de 04.03.2026 și a completărilor depuse, înregistrate la DJM CS la nr.2196/05.03.2026, că proiectul : ***„Capacități de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru mun. Reșița, jud. Caraș-Severin"***, propus a fi amplasat în extravilanul mun. Reșița, teren identificat prin CF 47858, 47859 Reșița, jud. Caraș-Severin

- **nu se supune evaluării impactului asupra mediului**
- **nu se supune evaluării adecvate**
- **nu se supune evaluării impactului asupra corpurilor de apă**

Justificarea prezentei decizii:

I. Motivele care au stat la baza luării deciziei etapei de încadrare în procedura de evaluare a impactului asupra mediului sunt următoarele:

a) proiectul propus ***intră*** sub incidența Legii nr. 292/03.12.2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, fiind încadrat în anexa nr. 2, punctul 3, litera a) - instalații industriale pentru producerea energiei electrice, termice și a aburului tehnologic, altele decât cele prevăzute în anexa nr. 1;

b) Justificarea în conformitate cu criteriile din anexa nr. 3 a Legii 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului:

1. **Caracteristicile proiectului**

a) mărimea proiectului:

Proiectul propus are ca obiectiv stocarea și furnizarea de energie regenerabilă, stimularea realizării investițiilor privind protecția mediului și asigurarea securității energetice a României.

Scopul investiției este instalarea unui sistem de stocare în baterii cu o capacitate de 25 MWh, amplasat pe terenurile identificate prin nr. cadastral 47858 (suprafață de 219.319 mp) și nr. cadastral 47859 (suprafață de 80.000 mp), situate pe raza municipiului Reșița, județul Caraș-Severin, în vederea optimizării exploatării parcului fotovoltaic existent și a creșterii flexibilității sistemului energetic local.

Suprafața ocupată de sistemul de stocare va fi de 1260 mp.

Instalația de stocare propusă va fi amplasată în imediata proximitate a parcului fotovoltaic, în imediata vecinătate a tabloului general de distribuție / postului de transformare aferent parcului fotovoltaic existent.

Proiectul propus va permite stocarea exclusiv de energie regenerabilă produsă de parcul fotovoltaic la care este racordat a unui procent de 100% din capacitate din energie regenerabilă.

Investiția constă în amplasarea unor echipamente de stocare a energiei electrice (BESS - Battery Energy Storage System), destinate acumulării energiei produse de centrala fotovoltaică și utilizării acesteia în regim de autoconsum, în scopul creșterii eficienței energetice și a gradului de autonomie energetică a beneficiarului.

Indicatorii obținuți prin implementarea proiectului:

- Capacitate stocare: 25 MWh;
- Putere invertor: 7 MW;
- Energie stocata in 12 luni: 6.713,55 MWh;
- Reducerea emisiilor de CO_2: 3.555,37 tone CO_2/an

Varianta constructivă propusă este cea containerizată, complet echipată, conținând:

- module de baterii Li-ion;
- sistem de conversie bidirecțional (PCS - Power Conversion System);
- echipamente de protecție și control;
- sistem HVAC de climatizare;
- SOFT DE MANAGEMENT cu posibilitate de incadrare SCADA existenta;
- tablouri de medie/joasă tensiune pentru conexiunea la SEN.

Justificarea alegerii soluției constructive:

- soluție scalabilă și modulară, adaptabilă oricărui parc fotovoltaic;
- compatibilitate completă cu infrastructura electrică existentă;
- durată redusă de implementare;
- mentenanță simplificată;
- conformitate cu cerințele de siguranță, eficiență și protecție a mediului.

Pentru realizarea sistemului de stocare va fi nevoie de următoarele lucrări de construcții civile:

- lucrări de amenajare de teren și lucrări de fundare a structurilor de susținere a containerelor de baterii;
- lucrări aferente realizării drumurilor de servitute și de acces pe amplasament;
- lucrări aferente execuției fundațiilor și platformelor pentru containere și echipamente;
- împrejmuirea perimetrală și realizarea de porți de acces pentru întreg amplasamentul;
- lucrări necesare pentru conectarea la instalația de utilizare a parcului fotovoltaic.

Sistemul de baterii este montat pe o platformă tehnică realizată din beton armat, având capacitatea portantă adecvată pentru preluarea masei totale a containerelor bateriilor, a invertoarelor, echipamentelor auxiliare și a structurilor metalice. Platforma este prevăzută cu strat de egalizare, sistem de drenaj perimetral pentru evacuarea apei pluviale și strat de protecție împotriva infiltrațiilor și înghețului.

Containerele bateriilor sunt proiectate modular, cu structură metalică rigidă, izolație termică și protecție la agenți atmosferici, având rezistență ridicată la variații climatice, coroziune și solicitări mecanice. Amplasarea la sol este realizată în conformitate cu normele de distanțare pentru siguranță la incendiu, întreținere și acces operativ.

- Valoarea investiției: 53 383 825,00, din care TVA 9 252 894,00 lei. Valoarea totală a obiectivului fără TVA este de 44 130 931,00 lei.
- Perioada de implementare propusă: 17 luni

Utilități:

Direcția Județeană de Mediu Caraș-Severin
Adresa Str. Petru Maior, numărul 73, Reșița, județul Caraș-Severin, cod 320111
Tel.: +40255 223053; 0255 231526; e-mail: office@djmcs.anmap.gov.ro website: https://djmcs.anmap.gov.ro/
Operator de date cu caracter personal, conform Regulamentului (UE) 2016/679

- alimentarea cu apă potabilă : apă îmbuteliată
- evacuarea apelor menajere: cabină WC ecologică
- energie electrică: prin rețeaua electrică locală

Organizarea de șantier:

Organizarea de șantier va avea caracter temporar, doar pe parcursul etapei de construcție a proiectului, urmând a fi dezafectată după finalizarea lucrărilor prevăzute prin proiect.
Amplasare acesteia se va face de comun acord cu beneficiarul, în incinta parcului.

b) cumularea cu alte proiecte existente și/sau aprobate: parcul fotovoltaic cu o capacitate instalată de 8,58 MWp

c) utilizarea resurselor naturale, în special a solului, a terenurilor, a apei și a biodiversității: nu e cazul

d) cantitatea și tipurile de deșeuri generate/gestionate:

- la faza de construire: deșeurile rezultate vor fi colectate selectiv, la locul de producere; acestea vor fi valorificate sau eliminate cu firme specializate și autorizate d.p.d.v. al protecției mediului.
- pe timpul lucrarilor de constructii montaj, in organizarea de santier, vor fi prevazute europubele pentru colectarea selective a deseurilor menajere/reciclabile.

Planul de gestionare a deșeurilor

Sursa deșeului	Cod deșeu (conf. HG 856/200)	Denumirea deșeului	Mod de depozitare temporară	Mod de gestionare (eliminare/ valorificare)
Organizarea de șantier	17 09 04	Deșeuri din construcție provenite din organizarea de șantier (450 kg/an)	Depozitare temporară în recipienți adecvați pe amplasamentul organizării de șantier	Reutilizare la realizarea umpluturilor
Construcția propriu-zisă a sistemului de stocare	17 04 05	Pământ și pietre rezultate din excavările de pe amplasament (1750 kg/an)	Depozitare temporară pe amplasament	17 04 05
	17 04 11	Deșeuri de cabluri de la realizarea rețelei electrice subterane (100 kg/an)	Depozitare temporară în recipienți pe amplasamentul organizării de șantier	17 04 11
	15 01 01 15 01 02 15 01 03	Deșeuri de ambalaje provenite de la materii prime nepericuloase (50 kg/an)	Depozitare temporară în recipienți adecvați pe amplasamentul organizării de șantier	Valorificare prin firme autorizate
	15 01 10*	Deșeuri de ambalaje provenite de la materiile prime periculoase utilizate în realizarea	Depozitare temporară în recipienți adecvați pe amplasamentul organizării de șantier	15 01 10*

		construcțiilor (30 kg/an)		
	17 04 05	Deșeuri metalice rezultate din activitatea de asamblare a containerelor și de la realizarea structurii metalice a clădirii administrative (200 kg/an)	Depozitare temporară în recipienți adecvați pe amplasamentul organizării de șantier	17 04 05
	17 01 01	Deșeuri de beton rezultate de la turnarea platformei betonate (150 kg/an)	Depozitare temporară în recipienți adecvați pe amplasamentul organizării de șantier	17 01 01
	17 04 07	Amestecuri metalice rezultate de la realizarea împrejmuirii zonei (50 kg/an)	Depozitare temporară în recipienți adecvați pe amplasamentul organizării de șantier	Valorificare prin firme autorizate
Activități auxiliare (ale personalului) atât în perioada de execuție, cât și în perioada de funcționare	20 03 01	Deșeuri menajere (170 kg/an)	Se depozitează în pubele în spațiu separat de celelalte deșeuri	Valorificare prin firme autorizate
	20 01 01	Hârtie și carton (10 kg / an)	Se depozitează în pubele în spațiu separat de celelalte deșeuri	Valorificare prin firme autorizate
	15 01 02	Ambalaje de mase plastice (10 kg / an)	Se depozitează în pubele în spațiu separat de celelalte deșeuri	Valorificare prin firme autorizate
Activități auxiliare (ale personalului) în perioada de execuție	15 01 04	Ambalaje Metalice (10 kg / an)	Se depozitează în pubele în spațiu separat de celelalte deșeuri	Valorificare prin firme autorizate
	20 01 36	Echipamente electrice și electronice casate, altele decât cele specificate - 40 kg / an	Se depozitează în pubele în spațiu separat de celelalte deșeuri	Valorificare prin firme autorizate

Direcția Județeană de Mediu Caraș-Severin
Adresa Str. Petru Maior, numărul 73, Reșița, județul Caraș-Severin, cod 320111
Tel.: +40255 223053; 0255 231526; e-mail: office@djmcs.anmap.gov.ro website: https://djmcs.anmap.gov.ro/
Operator de date cu caracter personal, conform Regulamentului (UE) 2016/679

e) emisiile poluante, inclusiv zgomotul și alte surse de disconfort:

- în perioada de execuție: noxe din gaze de eșapament, pulberi în suspensie, praf, zgomot, provenite de la utilaje, mijloace de transport, manipulare materiale de construcții;
- în timpul exploatării: nu este cazul;

f) riscurile de accidente majore și/sau dezastre relevante pentru proiectul în cauză, inclusiv cele cauzate de schimbările climatice, conform informațiilor științifice: nu e cazul;

g) riscurile pentru sănătatea umană - de exemplu, din cauza contaminării apei sau a poluării atmosferice: nu e cazul;

2. Amplasarea proiectelor

2.1 utilizarea actuală și aprobată a terenurilor:

- conform Certificatului de Urbanism nr. 485/23.12.2025, eliberat de Municipiu Reșița, județul Caraș- Severin, terenul se află în extravilanul mun. Reșița, domeniu public
- destinația zonei: folosința actuală: pășune

2.2 bogăția, disponibilitatea, calitatea și capacitatea de regenerare relative ale resurselor naturale, inclusiv solul, terenurile, apa și biodiversitatea, din zonă și din subteranul acesteia: nu e cazul

2.3 capacitatea de absorbție a mediului natural, acordându-se o atenție specială următoarelor zone:

a) ***zone umede, zone riverane, guri ale râurilor:*** nu este cazul

b) zone costiere și mediul marin: nu e cazul

c) zonele montane și forestiere: nu e cazul

d) ***arii naturale protejate de interes național, comunitar, internațional:*** -

e) zone clasificate sau protejate conform legislației în vigoare: situri Natura 2000 desemnate în conformitate cu legislația privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice; zonele prevăzute de legislația privind aprobarea Planului de amenajare a teritoriului național - Secțiunea a III-a - zone protejate, zonele de protecție instituite conform prevederilor legislației din domeniul apelor, precum și a celei privind caracterul și mărimea zonelor de protecție sanitară și hidrogeologică:

- cele mai apropiate arii naturale protejate sunt: Parcul Național Semenic Cheile-Carașului și ROSPA0086 Munții Semenic - Cheile Carașului la distanță de aproximativ 10 km și Rezervația Naturală Pădurea Ezerișel la distanță de aproximativ 6,5 km

f) zonele în care au existat deja cazuri de nerespectare a standardelor de calitate a mediului prevăzute de legislația națională și la nivelul Uniunii Europene și relevante pentru proiect sau în care se consideră că există astfel de cazuri;

g) zonele cu o densitate mare a populației: nu e cazul

h) peisaje și situri importante din punct de vedere istoric, cultural sau arheologic:
Direcția Județene pentru Cultură Caraș-Severin prin adresa nr. 160/24.02.2026, înregistrată la DJM CS solicită depunerea proiectului spre avizare la DJ Cultura CS

3.Tipurile și caracteristicile impactului potențial

a)importanța și extinderea spațială a impactului - de exemplu, zona geografică și dimensiunea populației care poate fi afectată: impact local, nesemnificativ, fără afectarea populației;

b) natura impactului: impact redus la emisii particule materiale și zgomot în perioada de execuție;

c) natura transfrontalieră a impactului: nu este cazul;

d) ***intensitatea și complexitatea impactului***: impact nesemnificativ în cursul execuției proiectului

e) ***probabilitatea impactului***: nesemnificativă, atât în perioada construirii cât și în perioada funcționării;

f) ***debutul, durata, frecvența și reversibilitatea preconizate ale impactului***: în timpul construirii: impact nesemnificativ, de scurtă durată, reversibil odată cu terminarea lucrărilor;

g) ***cumularea impactului cu impactul altor proiecte existente și/sau aprobate***:impact cumulativ nesemnificativ

h) ***posibilitatea de reducere efectivă a impactului***:prin aplicarea măsurilor pentru reducerea emisiilor de particule materiale și a zgomotului, conform normelor tehnice și a măsurilor din prezenta decizie

II. Motivele pe baza cărora s-a stabilit neefectuarea evaluării adecvate sunt următoarele:

- proiectul propus ***nu intră*** sub incidența art. 28 din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, cu modificările și completările ulterioare; cele mai apropiate arii naturale protejate sunt: Parcul Național Semenic Cheile-Carașului și ROSPA0086 Munții Semenic - Cheile Carașului la distanță de aproximativ 10 km și Rezervația Naturală Pădurea Ezerișel la distanță de aproximativ 6,5 km

III. Motivele pe baza cărora s-a stabilit neefectuarea evaluării impactului asupra corpurilor de apă sunt următoarele:

- proiectul propus ***nu intră*** sub incidența prevederilor art. 48 și 54 din Legea apelor nr. 107/1996, cu modificările și completările ulterioare.

Condițiile de realizare a proiectului:

1. Realizarea investiției cu respectarea prevederilor documentației depuse la DJM Caraș-Severin, documentație care a stat la baza emiterii prezentei decizii;
2. Realizarea investiției cu respectarea prevederilor Certificatului de urbanism nr. 485/23.12.2025, eliberat de Municipiu Reșița, județul Caraș- Severin;
3. Executarea lucrărilor cu respectarea prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 195/2005 privind protecția mediului, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 265/2006, cu modificările și completările ulterioare, a prevederilor înscrise în actele de reglementare și a condițiilor impuse de toate avizele prealabile emise pentru aprobarea investiției;
4. Respectarea Ordinului 119/2014 pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, cu modificările și completările ulterioare Proiectul se va depune conform adresă Direcției de Sănătate Publică nr.1225/24.02.2026 înregistrată la DJMCS cu nr.1778/24.02.2026 la Direcția de Sănătate Publică Caraș Severin în vederea obținerii Notificării- Asistență de specilitate .
5. ANIF - Filiala Teritorială de Îmbunătățiri Funciare Caraș-Severin prin adresa nr. 162/12.02.2026 solicită obținerea avizului ANIF în vederea aprobării scoaterii din circuitul agricol ;
6. Executarea lucrărilor fără a produce disconfort locuitorilor și altor zone protejate adiacente prin generare de zgomot, vibrații, praf, etc.
7. Executarea lucrărilor fără ocuparea altor suprafețe de teren pentru depozitare de materiale și/sau organizare de șantier; în cazul în care, pentru organizare de șantier, depozitare de materiale de construcții, etc. sunt necesare suprafețe de teren în afara perimetrului proiectului, ocuparea acestora se va face în condiții legale.

Direcția Județeană de Mediu Caraș-Severin
Adresa Str. Petru Maior, numărul 73, Reșița, județul Caraș-Severin, cod 320111
Tel.: +40255 223053; 0255 231526; e-mail: office@djmcs.anmap.gov.ro website: https://djmcs.anmap.gov.ro/
Operator de date cu caracter personal, conform Regulamentului (UE) 2016/679

8. Respectarea prevederilor OUG nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor aprobată prin Legea 17/2023, cu modificările ulterioare;
9. Fără evacuare de deșeuri și/sau ape uzate în mediu în timpul execuției lucrărilor și/sau după terminare, în timpul funcționării obiectivului;
10. Se va impune gestionarea corespunzătoare a tuturor deșeurilor rezultate, prin valorificarea/eliminarea în conformitate cu prevederile legale, inclusiv a deșeurilor din construcții și desființări în conformitate cu art. 17, alin.(7) „Titularii pe numele cărora au fost emise autorizații de construire și/sau desființare potrivit prevederilor Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare, au obligația să gestioneze deșeurile din construcții și desființări, astfel încât să atingă un nivel de pregătire pentru reutilizare, reciclare și alte operațiuni de valorificare materială, inclusiv operațiuni de rambleiere care utilizează deșeuri pentru a înlocui alte materiale, de minimum 70% din masa deșeurilor nepericuloase provenite din activități de construcție și desființări, cu excepția materialelor geologice naturale definite la categoria 17 05 04 din anexa la Decizia Comisiei din 18 decembrie 2014 de modificare a Deciziei 2000/532/CE de stabilire a unei liste de deșeuri în temeiul Directivei 2008/98/CE a Parlamentului European și a Consiliului".
11. Monitorizarea lucrărilor de execuție pentru prevenirea poluării factorilor de mediu;
12. Înaintea începerii activității, este necesară obținerea autorizației de mediu; conf. O.U.G. nr. 195/ 2005 privind protecția mediului cu completările și modificările ulterioare, art. 14 alin. (2) „Funcționarea fără autorizație de mediu este interzisă pentru activitățile care fac obiectul procedurii de autorizare din punct de vedere al protecției mediului".

Proiectul propus nu necesită parcurgerea celorlalte etape ate procedurii de evaluare a impactului asupra mediului.
Proiectul propus nu este inclus în arii protejate de interes comunitar (Natura 2000) nu necesită parcurgerea etapelor de evaluare adecvată.
Proiectul propus nu are legătură cu apele.

Prezenta decizie este valabilă pe toată perioada de realizare a proiectului, iar în situația în care intervin elemente noi, necunoscute la data emiterii prezentei decizii, sau se modifică condițiile care au stat la baza emiterii acesteia, titularul proiectului are obligația de a notifica autoritatea competentă emitentă.
Orice persoană care face parte din publicul interesat și care se consideră vătămată într-un drept al său ori într-un interes legitim se poate adresa instanței de contencios administrativ competente pentru a ataca, din punct de vedere procedural sau substanțial, actele, deciziile ori omisiunile autorității publice competente care fac obiectul participării publicului, inclusiv aprobarea de dezvoltare, potrivit prevederilor Legii contenciosului administrativ nr. 554/2004, cu modificările și completările ulterioare.
Se poate adresa instanței de contencios administrativ competente și orice organizație neguvernamentală care îndeplinește condițiile prevăzute la art. 2 din Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, considerându-se că acestea sunt vătămate într-un drept al lor sau într-un interes legitim.
Actele sau omisiunile autorității publice competente care fac obiectul participării publicului se atacă în instanță odată cu decizia etapei de încadrare, cu acordul de mediu ori, după caz, cu decizia de respingere a solicitării de emitere a acordului de mediu, respectiv cu aprobarea de dezvoltare sau, după caz, cu decizia de respingere a solicitării aprobării de dezvoltare.

Înainte de a se adresa instanței de contencios administrativ competente, persoanele prevăzute la art. 21 din Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului au obligația să solicite autorității publice emitente a deciziei prevăzute la art. 21 alin. (3) sau autorității ierarhic superioare revocarea, în tot sau în parte, a respectivei decizii. Solicitarea trebuie înregistrată în termen de 30 de zile de la data aducerii la cunoștința publicului a deciziei.
Autoritatea publică emitentă are obligația de a răspunde la plângerea prealabilă prevăzută la art. 22 alin. (1) în termen de 30 de zile de la data înregistrării acesteia la acea autoritate.
Procedura de soluționare a plângerii prealabile prevăzută la art. 22 alin. (1) este gratuită și trebuie să fie echitabilă, rapidă și corectă.
Prezenta decizie poate fi contestată în conformitate cu prevederile Legii nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediulu privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului și ale Legii nr. 554/2004, cu modificările și completările ulterioare.

p. Director,
CEPEHA Mihai Dănuț

Șef Serviciu Reglementări
Marius VODIȚĂ

Întocmit:
Consilier Gabriela-Liliana CONSTANTIN

Direcția Județeană de Mediu Caraș-Severin
Adresa Str. Petru Maior, numărul 73, Reșița, județul Caraș-Severin, cod 320111
Tel.: +40255 223053; 0255 231526; e-mail: office@djmcs.anmap.gov.ro website: https://djmcs.anmap.gov.ro/
Operator de date cu caracter personal, conform Regulamentului (UE) 2016/679

POD: RO005E541741957

RETELE ELECTRICE ROMANIA S.A.
Bd. Mircea Voda nr. 30,
SECTOR 3, judet BUCURESTI

Nr **24958768** din **16/12/2024**

Aviz tehnic de racordare nr **24958768** din data **16/12/2024**

Ca urmare a cererii inregistrate cu nr **24958768** din data **08/10/2024**, avand ca scop **Racord nou (1)** ce apartine utilizatorului **MUNICIPIUL RESITA**, cu domiciliul/sediul in judetul **CARAS-SEVERIN**, municipiul/ orasul/ sector/ comuna/ sat **RESITA**, cod postal - , **PIATA 1 Decembrie 1918**, nr. **1A**, bl. - , sc. - , et. - , ap. - , telefon/ mobile/ fax **0775597845 / 0722558567** / - ,

si a analizarii documentatiei anexate acesteia, depusa complet la data **08/10/2024**,
in conformitate cu prevederile *Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la retelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul presedintelui Autoritatii Nationale de Reglementare in Domeniul Energiei nr. 59/2013, cu modificarile si completarile ulterioare, denumit in continuare *Regulament*,

se aproba racordarea la reteaua electrica a locului de consum si de producere
REALIZARE PARC FOTOVOLTAIC (denumirea)

amplasat in judetul **CARAS-SEVERIN**, municipiul/ orasul/ comuna/ sat/ sector **RESITA**, cod postal - , **Strada EXTRAVILAN**, nr. **FN**, bloc -, scara -, etaj -, apartament -, nr. cadastral **47858, 47859 / 47858, 47859** (numai daca este disponibil), in conditiile mentionate in continuare.

1. Datele energetice ale locului de producere:
- module generatoare de tip fotovoltaic:

Nr. crt.	Nr. panouri	Tip panou	Pi Panou (c.c.) (kW)	Pi total panouri (c.c.) (kW)	Pmax debitat de panouri (c.c.) (kW)	Capacitate baterii de acumulatoare*) (Ah)	Pi total panouri pe 1 invertor (c.c.) (kW)	Observatii
1	12.528	YH Sunpro Power M12 TOPCON MONO, SPDG 710-N132M12	0,71	8.894,88	8.894,88	-	306,72	limitare P injectata in retea la 6,75 MW
Total			**0,71**	**8.894,88**	**8.894,88**		**306,72**	

*) Coloana completata numai daca sistemul fotovoltaic are baterii de acumulatoare.
Panou = panou fotovoltaic;
Pi = putere activa instalata;
c.c. = curent continuu;
Pmax = putere activa maxima.

- servicii interne (indiferent de sursa si calea de alimentare):
Puterea instalata **100** kW
Puterea maxima absorbita **100** kW

- invertoare

Nr. crt.	Nr. invertoare	Tipul invertoarelor	Un invertor (c.a) (kV)	Pi invertor (c.a) (kW)	Capacitate de stocare* (Ah)	Pmax invertor (c.a) (kW)	Pmax centrala formata din module generatoare (kW)	Observatii
1	23	Huawei SUN2000-330KTL-H1	0,8	300	-	330	7.590	-
Total				**300**		**330**	**7.590**	

* Coloana completata numai daca sistemul fotovoltaic are baterii de acumulatoare/sisteme de stocare.

NOTA:

Un = tensiune nominala;

Pi = putere activa instalata;

Pmax = putere activa maxima;

c.a. = curent alternativ.

- mijloace de compensare a energiei reactive

Nr. crt.	Tip echipament de compensare	Qn (kVAr)	Qmin (kVAr)	Qmax (kVAr)	Nr. trepte*	Observatii
1	-	-	-	-	-	-

* Se completeaza daca tipul de echipament de compensare utilizat are reglaj in trepte.

2. Puterea aprobata:

		Situatia existenta in momentul emiterii avizului	Evolutia puterii aprobate			
			Etapa I, valabila de la data -	Etapa a II-a, valabila de la data -	Etapa a III-a, valabila de la data -	Etapa finala, valabila de la data **16/12/2024**
Puterea maxima simultana ce poate fi evacuata	(kVA)	-	-	-	-	**7.478,888**
	(kW)	-	-	-	-	**6.731**
Puterea maxima simultana ce poate fi evacuata fara realizarea lucrarilor de intarire	(kVA)	-	-	-	-	**0**
	(kW)	-	-	-	-	**0**
Puterea maxima simultana ce poate fi evacuata in situatiile de limitare operationala, prevazute la pct. 4 alin. (5) lit. a)	(kVA)					**0**
	(kW)					**0**
Puterea maxima simultana ce poate fi absorbita din retea	(kVA)	-				**108,696**
	(kW)	-				**100**

3. Descrierea succinta a solutiei de racordare corelata cu evolutia puterii aprobate, stabilita prin Fisa de solutie nr. - din - sau Studiul de solutie avizat de RETELE ELECTRICE ROMANIA S.A. cu

Documentul nr. **76/04** din **21/11/2024**

a) punctul de racordare este stabilit la nivelul de tensiune **20** kV, la **CALNIC 110/20/6 KV, La nivelul de tensiune 20 kV, la bara B2 din statia de transformare 110/20/6 kV Calnic.** (capacitatile energetice, la care se realizeaza racordarea);203/240

b) instalatia de racordare existenta in momentul emiterii avizului si care se mentine (pentru situatia unui loc de producere/loc de consum si de producere existent, daca instalatiile corespund puterii aprobate prin prezentul aviz tehnic de racordare):

-

c) lucrari pentru realizarea instalatiei de racordare:

Conform lucrarii nr. EEI-SS-990-2024, elaborata de S.C. ELECTROECHIPAMENT INDUSTRIAL S.R.L. si avizata de Retele Electrice Romania S.A. cu documentul AvizCTE nr. 76/4/21.11.2024, tinand seama de situatia energetica din zona precum si de datele solicitate de utilizator, Varianta unica de Racordare la SEN se va face prin: Racordare la tensiunea de 20 kV radial in statia 110/20/6 kV Calnic pe bara B2, cu realizarea urmatoarelor lucrari :

Lucrari pe tarif de racordare:

- racord in celula 20kV nr. 55 de pe bara B2 existenta;

- realizare LES 20kV cu cablu tip XLPE 3x(1x185mm2) + FO + cablu CYAbY 5x6 alimentare servici interne in lungime totala de 0,1 km intre celula de linie existenta nr. 55 in statia Calnic si PC 20kV amplasat pe langa statia Calnic.

Echiparea compartimentului de racordare al punctului de conexiuni 20 kV, cu:

- 1 celula de linie motorizata 24 kV, 630A, 16 kA cu separator de sarcina in SF6 si CLP conf. specificatiei OD;

- loc pentru inca o celula de linie;

- 1 celula de masura conf. specificatiei OD cu separator si grup de masura format din doua transformatoare de tensiune 20/0,1 kV, clasa de precizie 0,2 si doua transformatoare de curent de 400/5A, clasa de precizie 0,2S si contor electronic trifazat static (afisaj LCD), In=5(6)A , Un=3x100/57V, clasa de precizie 0,2s dotate cu curba de sarcina si interfata de comunicatie RS 232 si modul comunicatie GSM amplasat intr-o cutie de masura; cutia de masura se va amplasa intr-o nisa cu posibilitatea vizualizarii atat de catre OD cat si de catre beneficiar.

- integrarea in sistemul de telecontrol Retele Electrice Romania S.A. a celulei de linie respectiv celula de masura: RGDAT-1buc, UP 2020 Lite-1 buc, baterii acumulatori-2 buc, TSA-1 buc, router, switch, dulap pentru echipamente de telecomunicatii si accesorii de conectica, patch-corduri-2 buc si patch-pannel FO 2 buc, prevazut cu comunicatie si monitorizare P, Q, U, f, pozitie intrerupator (DG);

Lucrari ce se realizeaza prin grija beneficiarului:

- Montare punct de conexiune prevazut cu doua compartimente: unul de racordare, pentru instalatiile aferente operatorului de retea si unul de utilizare pentru instalatiile electrice ale utilizatorului (echipamentele montate in compartimentul de racordare si integrarea in sistemul de telecontrol vor fi incluse in tariful de racordare). Compartimentul de racordare va fi cu actionarea echipamentelor din interior si cu acces direct din exterior, va avea caracteristici minime echivalente cu cele prevazute in prescriptiile OD si un gabarit care sa permita montarea echipamentelor instalatiei de racordare si a inca unei celule de MT.

- LES 20 kV de Cu, 95 mmp, L 20m intre celula de masura din compartimentul de racordare si celula cu interupator din compartimentul utilizatorului;

- Dispozitivul general -celula sosire cu intrerupator automat si separator in compartimentul utilizatorului (DG) cu urmatoarele protectii:

Sistemul de protectie general (SPG) asociat dispozitivului general cuprinde:

• protectie maximala de curent cel putin pe doua faze, cu trei trepte. Prima treapta se foloseste impotriva suprasarcinii, a doua pentru a permite o functionare temporizata si a treia pentru a permite o interventie rapida;

• protectie homopolara directionala cu doua trepte (o treapta pentru punerile la pamant simple, si a doua treapta pentru duble puneri la pamant);

• protectie maximala de curent directionala homopolara;

- Pentru racordarea producatorului in plus fata de DG (dispozitiv general) se va prevedea un dispozitiv, denumit Dispozitiv de Interfata (DI) in scopul de a garanta separarea instalatiei de producere de reteaua de distributie in caz de intrerupere de la retea. Sistemul de protectie SPI asociat DI contine relee de frecventa, de tensiune si eventual de tensiune homopolara.

Sistemul de protectie de interfata (SPI) asociat dispozitivului de interfata cuprinde:

• functie protectie de tensiune minima /maxima in 2 trepte;

• functie protectie de frecventa minima /maxima in 2 trepte;
• functie de protectie de maxima de tensiune mediata la 10 minute.

- serviciile interne in compartimentul de racordare se vor asigura din transformatorul monofazat de 4 kVA montat in compartimentul utilizatorului, dupa intrerupatorul general (DG), spre producator.

- montare analizor pentru monitorizarea calitatii energiei electrice;

- In compartimentul utilizator, se vor instala traductoarele de putere activa P, putere reactiva Q, frecventa f si tensiune U montate in compartimentul utilizator. Acestea se vor racorda in circuitele de masura ale transformatoarelor de curent si de tensiune. Semnalele de iesire ale traductoarelor, impreuna cu cel de pozitie al dispozitivului general DG, vor fi disponibile intr-un sir de cleme. De la sirul de cleme pana la UP 2020 LITE amplasat in compartimentul OD, semnalele vor fi transmise printr-un cablu special ecranat, care va face parte impreuna cu traductoarele, din instalatia de utilizare. Lungimea cablului nu trebuie sa depaseasca 20m.

• LES 20kV intre PC 20kV proiectat si centrala in lungime de 1,8 km
• Posturi trafo si tablouri jt aferente centralei trafo 2000kVA
• Asigurare accesului la PC 20kV proiectat pentru OD., -

d) lucrari ce trebuie efectuate pentru intarirea retelei electrice existente detinute de operatorul de retea, in amonte de punctul de racordare, pentru crearea conditiilor tehnice necesare racordarii utilizatorului, defalcate conform urmatoarelor categorii:

i. lucrari de intarire determinate de necesitatea asigurarii conditiilor tehnice in vederea evacuarii puterii aprobate exclusiv pentru locul de producere/locul de consum si de producere in cauza
-

ii. lucrari de intarire pentru crearea conditiilor tehnice necesare racordarii mai multor locuri de producere/de consum si de producere

Realizarea lucrarilor de intarire cu caracter general pentru respectarea criteriului cu N elemente in functiune in RET:

Lucrări de întărire care nu sunt cuprinse în Planul de dezvoltare RET 2022-2031:

- amplificare autotransformator de 220/110 kV din statia Reşiţa de la 250 MVA la 400 MVA

- amplificare transformator de 400/110 kV din statia Reşiţa de la 250 MVA la 400 MVA

Realizarea lucrărilor de întărire cu caracter general pentru respectarea criteriului cu N-1 elemente în funcţiune în RED 110 kV:

- Reconductorare LEA 110 kV RESITA -CILNIC 2 (6,602km);
- Reconductorare LEA 110 kV RESITA -CILNICEL (4,671km);
- Reconductorare LEA 110 kV CILNIC-CILNICEL (2,797km);

Reconductorare LEA 110kV- cu conductor cu capacitate mărită de transport I limit min= 850 A;

Lucrări ce nu sunt incluse în planul de investiţii al Retele Electrice Romania S.A.

Punerea sub tensiune in ipotezele analizare in studiul de solutie a CEF Municipiul Resita este conditionata de realizarea lucrarilor necesare pentru respectarea criteriului cu N-1 elemente in functiune. Utilizatorul a optat pentru prevederile ord. 81/2022 cu referire la limitarea operationala tinand cont de contingentele la care au rezultat suprasarcini in RED. Instal. de automatizare se va realiza prin intermediul unei aplicaţii instalate în sistemul SCADA propriu al CEF.

În vederea securizării unei temporizări totale care să nu pună în pericol menţinerea siguranţei în functionare a SEN va fi avută în vedere funcţionarea/acţionarea logicii de limitare automată a puterii generate prin monitorizare contingenţe cu deconectarea CEF. Echipamentele din componenţa ALO care comandă limitarea puterii evacuate se instalează la utilizator, în centrală şi în instalaţiile OD/OTS.

Monitorizarea in timp real a contingentei periculoase pe un element de retea necesita montarea unui echipament de culegere, prelucrare si transmitere date, de tip Remote Terminal Unit (RTU) in statiile de transformare.

Pentruconfigurarea instalatiei, se impun urmatoarele:

• La o celula, preluarea semnalelor necesare pentru realizarea instalatiei de automatizare se va face cu un singur RTU (eventual redundant) indiferent de numarul de utilizatori care necesita monitorizarea datelor din celula respective sau terminalelor (intreruptoare in celule 110 kV) care necesită monitorizarea datelor tot din acea celula.

• Modalitatea de oferire a semnalelor catre toti utilizatorii interesati, precum si modul de realizare a transmiterii datelor pe caile de comunicatie se va face de comun acord intre utilizatori, prin conventie de exploatare.

• Echipamentele de tip RTU care se monteaza in instalatiile OTS/OD trebuie sa indeplineasca toate conditiile tehnice impuse echipamentelor din sistemele de circuite secundare, conform normei tehnice ANRE cod NTE-011/12/00 „Norma tehnica pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale statiilor electrice".

• Echipamentele de tip RTU (care se monteaza in instalatiile OTS) trebuie sa indeplineasca si toate conditiile impuse terminalelor de protectie, control si automatizare din instalatiile OTS, conform normei tehnice interne Transelectrica, cod NTI-TEL-S-003-2009-01 "Detalii si specificatii de echipamente pentru realizarea sistemului de comanda, control, protectie si automatizare pentru nivelul 400 kV, 220 kV si 110 kV LEA/LES/Cuple din statiile electrice modernizate, pe tipuri de scheme primare", pct. 0.4. „Standarde si acte normative de referinta".

• Echipamentele utilizate vor respecta cerintele SR EN Seria 61000.4-12 „Compatibilitate electromagnetica", SR EN 61508 „Securitatea functionala a sistemelor electrice/electronice", IEC 60068 – „Environmental conditions" si setul IEC 60255 aplicabil.

• Echipamentele destinate instalatiei de automatizare trebuie montate separat de echipamentele de protectie, control si automatizare din instalatiile OTS, in dulapuri realizate conform NTI-TEL-S-018-2014-00 (Realizare dulapuri si cofrete circuite secundare) sau cofrete proprii.

• In instalatiile OTS alimentarea echipamentelor instalatiei de automatizare cu tensiune operativa trebuie realizata la tensiunea de 220 Vcc, iar pentru alte valori de tensiune operativa se vor utiliza convertoare Vcc/Vcc.

• Echipamentele RTU vor fi prevazute cu doua surse de alimentare cu tensiune operativa sau schema de comutare automata rapida de pe o sursa (baterie) pe cealalta; timpul de trecere trebuie sa fie suficient de redus (de regula sub 50 ms) pentru a nu provoca resetarea RTU. Tensiunea operativa 220 Vcc poate fi pusa la dispozitie de OTS/OD, de regula din doua baterii separate, din dulapurile de servicii interne, prin automate de protectie de joasa tensiune.

• La OD tensiunea operativa din statie este de 110V dc.

• Preluarea pozitiei intreruptorului sau intreruptoarelor se va face de la contactele auxiliare din dispozitivele de actionare (statii poligonale sau 1½ intreruptoare pe circuit) si trebuie aplicata pe intrari binare duale ale RTU, intrari prevazute cu optocuploare si posibilitati adecvate de reglare a pragului de actionare si de filtrare a vibratiilor. Trebuie utilizate contacte auxiliare de semnalizare (CSA), libere de potential, destinate exclusiv ALO, separate de cele utilizate de sistemele de protectie, control si automatizare ale liniei.

• Pentru intreruptoarele prevazute cu dispozitive de actionare monopolare, pozitia deconectat si confirmat trebuie preluata prin CSA normal inchise inseriate si libere de potential. Pozitia conectat si confirmat trebuie preluata prin CSA normal deschise inseriate si libere de potential. Trebuie acordata o atentie deosebita modului de tratare a pozitiei intreruptorului, deoarece pozitia neconforma/neconfirmata a intreruptorului va conduce la reducerea puterii generate sau la declansarea centralei.

• Se recomanda montarea dulapului ALO in statie cat mai aproape de elementul monitorizat (de preferat in cabina cu protectii, daca spatiul permite).

• In cazul in care dulapul/cofretul ALO se monteaza la departare de cabinele de protectie, trebuie prevazute prin proiect media-convertoare electric/optic pentru fiecare semnal binar, atat la sursa, cat si la nivelul RTU. Cablul de fibra optica trebuie sa fie cuprins in proiectul ALO.

• Se accepta preluarea exclusiv a informatiei privind pozitia intreruptoarelor, fara preluarea semnalelor de declansare prin protec tii, numai daca timpul total de actionare al ALO mentine siguranta in functionare a SEN.

• Toate semnalele binare se vor prelua din celula prin conductoare de cupru, iar starea intrarilor binare din RTU se va monitoriza pe LED-urile echipamentului.

• Semnalele de declansare de la protectii se vor automentine pe LED-uri, pana la anularea manuala.

• Defectarea RTU si a interfetelor de comunicatie trebuie sa fie semnalizata optic in dulapul/cofretul destinat ALO.

206/240

• ALO trebuie sa includa atat caile de comunicatie (principala, respectiv de rezerva) intre echipamentele dedicate culegerii de date si echipamentul din centrala, cat si eventualele convertoare necesare transmiterii de date. Calea de comunicatie trebuie sa fie redundanta, calea principala prin fibra optica, iar cea de rezerva se accepta a se realiza prin protocol de comunicatie de tip GSM, numai daca timpul total de actionare al ALO mentine siguranta in functionare a SEN. Trebuie utilizate protocoale standardizate si echipamente special dedicate asigurarii securitatii cibernetice. In cazul in care se utilizeaza echipamente/circuite de comunicatie ale OTS, utilizatorul trebuie sa asigure masuri solide de securitate cibernetica si care sa evite orice interferenta asupra comunicatiilor OTS.

• Utilizatorul/utilizatorii poate/pot solicita realizarea redundantei si la nivel de RTU pentru cresterea gradului de disponibilitate a ALO.

Instalatia de automatizare care se va realiza va avea rolul de a opri productia de energie electrica prin deconectarea centralei la contingentele rezultate din studiul de solutie in regimul cu N-1 elemente in functie.

Automatizarea limitării operaționale a puterii Centralei Electrice Fotovoltaice va conține pe lângă elementele fizice (echipamentele necesare instalației de automatizare) și calea de comunicație, abonament de date plătit (cartelă) în cazul comunicației de tip GPRS sau similar (calea de comunicare între automatizarea de limitare a puterii centralei și echipamentele care transmit datele culese de pe elementele de rețea monitorizate).

Automatica de deconectare se va realiza in camera de comanda existenta in statiile in care se racordeaza elementele de retea monitorizate intr- o cutie/dulap metalic ce va contine toate elementele mentionate anterior.

Utilizatorul va asigura achiziția și montarea echipamentelor de automatizare pentru limitarea operationala si va asigura punerea in functiune a acestora, comunicația, licența, mentenanța acestora pentrutoate instalațiile montate in Reteaua Electrică de Transport, Reteaua Electrică de Distributie, Producatori (CEE, CEF) și în instalațiile proprii.

Costurile tuturor lucrărilor efectuate în instalațiile RET, RED, Producatori (CEE, CEF) pentru realizarea automatizării limitării operaționale se vor achita de către Utilizator si vor fi considerate Tarif de întărire.

Pentru a putea transmite on-line poziția întreruptorului este necesar un abonament de date la un operator de telefonie mobilă, abonament de tip APN cu IP fix (static). Costul abonamentului va fi suportat integral de către Utilizator pentru toate instalațiile montate in Reteaua Electrică de Transport, Reteaua Electrică de Distributie, Producatori (CEE, CEF) și în instalațiile proprii.

Pierderea comunicației sau orice eroarea de comunicație conduce la deconectarea întrerupătorului din stația de transformare a centralei electrice.

Utilizatorul va fi răspunzător de funcționarea corectă a automatizării de limitare operațională a puterii centralei pe întreaga durată de funcționare, până la finalizarea lucrărilor de întărire la N-1 elemente în funcțiune.

Utilizatorul nu poate solicita și primi de la operatorul de rețea despăgubiri pentru energia electrică ce nu a fost produsă și livrată în rețea pe perioada limitării. Implementarea, parametrizarea, punerea în funcție, testele de PIF, mentenanța, asigurarea comunicației aferente automatizării de limitare operațională a puterii centralei implementate în cadrul parcului vor fi asigurate de către utilizator pe cheltuiala acestuia. Utilizatorul este răspunzător de funcționarea corectă a automatizării de limitare operațională a puterii centralei pe întreaga durată de existență a parcului centralei electrice.

Automatizarea de limitare operațională a puterii centralei va monitoriza toate elementele de rețea rezultate din analiza de sistem pentru regimul cu N-1 elemente în funcțiune, care prin ieșirea acestora din funcțiune au ca efect apariția de suprasarcini în rețea și, în consecință, imposibilitatea elementelor rețelei rămase în funcțiune și a rețelei în ansamblul ei de a funcționa pe timp nelimitat în aceste condiții și va limita operațional puterea maximă ce poate fi evacuată de centrală în rețea.

În situația în care comunicația prin GSM (minim 4G) nu va asigura timpii de deconectare conform normativelor în vigoare de la data PIF a centralei, calea de comunicație se va asigura prin fibră optică ale cărei costuri de instalare și mentenanță se vor asigura de către beneficiarul CEF.

Avand in vedere ca beneficiarul CEF Municipiul Resita a optat pentru deconectarea puterii produse, automatica de limitare operationala se va realiza:

- pentru toate lucrarile de intarire necesare pentru respectarea citeriului N-1 elemente in functie in RED

- pentru eliminarea suprasarcinilor in vederea respectarea criteriului N-1 elemente in functie se vor folosi echipamente pentru limitarea/deconectarea puterii evacuate din CEF Municipiul Resita pentru elementele de retea din „Element deconectat" descrise în Tabelul 1

TABELUL 1

Nr. crt.	Element deconectat	Element in suprasarcina	Putere ce poate fi debitata
1	LEA 110 kV RESITA-CILNIC2	LEA 110 kV RESITA-CILNICEL	0
		LEA 110 kV CILNIC-CILNICEL	0
2	LEA 110 kV CILNIC-CILNICEL	LEA 110 kV RESITA-CILNIC2	0
3	LEA 110 kV RESITA-CILNICEL	LEA 110 kV RESITA-CILNIC2	0

Echipamentele aferente sistemului de automatizare pentru limitarea operaționala se vor instala in urmatoarele statii:

OD : (Retele Electrice Romania)

1. Calnic

2. Calnicel

OTS : CNTEE Transelectrica SA

1. Resita

Lista lucrarilor (echipamente si lucrari de instalare/montaj) necesare in vederea realizarii conditiilor pentru limitarea operationala:

- Instalare RTU pentru preluare stare intruptoare

- Cablare pozitie intreruptor

- Instalare Mediaconvertor serial RS232 over Ethernet 10/100 Mbps

- Instalare Router management cai de comunicatii VPN/MPLS

- Instalare Router + SIM 4G integrat management cu doua cai de comunicatii IPSec

Evaluarea lucrarilor de intarire

Valoarea estimata a lucrarilor de întărire comune (generale) determinate de necesitatea asigurării condițiilor tehnice în vederea evacuării puterii aprobate pentru centrala CEF Municipiul Resita, pe baza de indici conform art. 44 din Ordinul ANRE 11/2014 este de: T(I)=Sn x i

Art. 43. — (1) În situația în care punctul de racordare este la medie tensiune, pe bara de medie tensiune a unei stații de transformare 110 kV/MT, tariful specific pentru calculul componentei TI a tarifului de racordare se notează i7 și se stabilește utilizând următoarea formulă:

i7 = iST110/MT + iLE110 [lei/MVA]= 432000 + 231000 = 663.000 [lei /MVA]

Sevacuata = 7,478 MVA

Rezulta T(I)=Sn x I7 = 663.000 lei x 7,478MVA = 4.957.914,00 lei fara TVA

a) Valoarea Ti calculata pe baza de deviz general aferenta OD/OTS cu lucrari de intarire la N si N-1 fara limitare operationala:

(Ti)SS = 57.060.380 lei fara TVA, din care:

La N elemente:

(Ti)SS = 0 lei fara TVA din care:

Ti REB = 0 lei fara TVA

Ti OTS = 48.618.380,00 lei fara TVA

La N-1 elemente:

(Ti)SS = 8.442.000,00 lei fara TVA din care:

Ti REB = 8.442.000,00 lei fara TVA

Ti OTS = 0 lei fara TVA

Valoarea Ti calculata pe baza de deviz general aferenta OD/OTS cu lucrari de intarire la N si N-1 fara limitare operationala lutata in calculul tarifului de racordare este:

T(I) = min ((Ti)N_elemente+(Ti)_N-1_elemente; Ti_indici) = min (57.060.380,00 lei; 4.957.914,00 lei) = 4.957.914,00 lei fara TVA.

Termenul posibil de realizare a lucrărilor de intarire in RED este 871 zile lucratoare, la N si

N-1 elemente (fara limitare operationala), de la momentul obtinerii obtinerii avizelor si autorizatiilor de construire.
S-a calculat timpul necesar realizarii lucrarilor de intarire pentru racordarea centralei CEF Municipiul Resita astfel:
La N-1: 3 linii x 10 x 22 zile lucratoare+15zile x 44,81 [km]= 871 zile lucratoare
Nu sunt inclusi timpii de obtinere a avizelor si acordurilor proprietarilor.
Timpii de realizare a lucrarilor din instalatiile Transelectrica nu sunt inclusi in acest termen.

b) Valoarea lucrarilor de realizare automatica de limitare/deconectare CEF Municipiul Resita pentru respectarea criteriului N-1 elemente in functie:
Automatica de deconectare in instalatiile OTS= 250.400 lei fara TVA
Automatica de deconectare in instalatiile OD= 328.800 lei fara TVA
Total cost automatica de deconectare OD+OTS: Ti_limitare_op = 579.200 lei fara TVA

Costurile totale ale sistemului de automatizare pentru implementarea limitarii operationale se vor modifica in conformitate cu valorile din Proiectul tehnic de executie avizat atat de catre OD cat si de OTS, si vor fi suportate in totalitate de catre beneficiarul CEF Municipiul Resita.
Astfel valoarea componentei T(I) care se va considera la calculul tarifului de racordare este:
T(I) = min ((Ti)N_elemente+Ti_limitare_op; Ti) = min (57.060.380,00 lei+ 579.200 lei; 4.957.914,00 lei) = 4.957.914,00 lei fara TVA
Timpii de executie estimati pentru lucrarile necesare in instalatiile Retele Electrice Romania necesare realizarii limitarii operationale este de 432 zile lucratoare de la momentul realizarii platii integrale a componentei Ti.
Timpii de realizare a lucrarilor din instalatiile Transelectrica nu sunt inclusi in acest termen.

e) punctul de masurare este stabilit la nivelul de tensiune 20 kV, la/ in/ pe **CELULA DE MASURA -PT** (elementul fizic unde se racordeaza grupul de masurare)
f) masurarea energiei electrice se realizeaza prin **Grupul de masura de decontare pentru energia livrata in sistem activa si reactiva se va realiza cu un grup de masurare cu urmatoarele caracteristici:**
- contor electronic bidirectional, dublu sens, trifazat 5 A, cls. 0,2s, in montaj indirect, curba sarcina, interfata comunicatie RS 232 si modem GSM sub capac, pentru integrare in sistemul telegestiune implementat la OD;
- 2 transformatoare de tensiune 20/0,1 kV cu clasa 0,2;
- 2 transformatoare de curent 400/5 A cu clasa 0,2S.
Contorul de decontare a consumului va permite accesul neconditionat al ambelor entitati.
Achizitia si montarea contorului revin in sarcina Operatorului de Distributie. (structura grupului de masurare a energiei electrice, tipul contorului, integrarea in sistemul de comunicatie, cerintele tehnice minime pentru echipamentele de masurare, inclusiv pentru transformatoarele de masurare)
g) punctul de delimitare a instalatiilor este stabilit la nivelul de tensiune 20 kV, la **la nivelul de tensiune 20 kV, la papucii de plecare ai LES 20 kV din celula de masura 20 kV nou proiectata din compartimentul de racordare al PC 20 kV nou proiectat, catre compartimentul utilizatorului., la papucii de plecare ai LES 20 kV din celula de masura 20 kV nou proiectata din compartimentul de racordare al PC 20 kV nou proiectat, catre compartimentul utilizatorului.** (elementul fizic unde se face delimitarea);
g.1) punctul de interfata este stabilit la nivelul de tensiune
h) punctul comun de cuplare este stabilit la nivelul de tensiune 20 kV, la/in/pe **La nivelul de tensiune 20 kV, la bara B2 din statia de transformare 110/20/6 kV Calnic., CALNIC 110/20/6 KV**

4. (1) Cerinte pentru protectiile si automatizarile (limitare de putere, automatica de sistem, scheme speciale de protectie) la:
a) punctul de racordare
b) punctul de delimitare a instalatiilor
c) punctul de interfata din reteaua utilizatorului
(2) Alte cerinte, nominalizate (precizate numai daca sunt aplicabile, conform reglementarilor tehnice in vigoare):
a. de monitorizare si reglaj: **CEF Municipiul Resita trebuie prevazuta cu sisteme de monitorizare a calitatii energiei electrice, conform standardelor de masurare in vigoare la MT. Monitorizarea va fi permanenta. In acest scop, centrala CEF Municipiul Resita va fi dotata cu aparatura pentru analiza calitatii energiei electrice - analizoare de calitate a energiei**

electrice de clasa A (certificat PSL) conform standardelor in vigoare la data PIF, cu posibilitati de up - gradare cu noile standarde, montate si asigurate de catre beneficiarul centralei. In cazul in care, prin masuratorile de calitate a energiei electrice se dovedeste ca centrala CEF Municipiul Resita nu se incadreaza in limitele calculate sau solicitate, Utilizatorul va intreprinde actiunile necesare pe propria cheltuiala. Nu se va permite functionarea centralei CEF Municipiul Resita pana la incadrarea in cerintele de calitate.

b. interfetele sistemelor de monitorizare, comanda, achizitie de date, masurare a energiei electrice, telecomunicatii: **Beneficiarul centralei CEF Municipiul Resita trebuie sa asigure sistemul de comunicatii/transmisie de date compatibil cu sistemul DMS – SCADA al OD in conformitate cu prevederile Ordinului 208/2018 si Ordinului ANRE nr. 233/2019.**

c. pentru principalele echipamente de masurare, protectie, control si automatizare din instalatiile utilizatorului, inclusiv din circuitele de curent alternativ aferente instalatiilor de producere a energiei electrice: **Conform alin. (4) Date privind protectiile si automatizarile la interfata cu reteaua electrica, de la punctul 21. Alte conditii.**

d. viteza de variatie a frecventei si intervalul de timp in care unitatea generatoare are capabilitatea de a ramane conectata la retea

e. pentru instalatiile de stocare

(3) Conditii specifice pentru racordare: **Conditii specifice pentru racordare privind realizarea probelor pentru punerea in functiune:**

Centralele si grupurile generatoare trebuie sa respecte cerintele tehnice de proiectare, racordare si de functionare prevazute dupa caz, in Codul Tehnic al Retelei Electrice de Transport, Codul Tehnic al Retelelor Electrice de Distributie, Ord. 208/2018 si Ord 51/2019.

Punerea sub tensiune pentru perioada de probe si certificarea conformitatii tehnice se va realiza cu respectarea cerintelor Ord. 51/2019 si Ord. 208/2018.

Punerea sub tensiune pentru perioada de probe si certificarea conformitatii tehnice se va realiza cu respectarea cerintelor Ord. 51/2019 si Ord. 208/2018, in urma prezentarii programului de probe insotit de studiul de reactiv al CEF Simeria in punctul de racordare din care sa reiasa faptul ca CEF asigura factorul de putere 0,9 inductiv/capacitiv pentru puterea maxima aprobata prin ATR la nivelele de tensiune cuprinse in intervalul 0,9-1,1 din Un; CEF va asigura un schimb de putere reactiva mai mic de 0,1MVAr in punctul de delimitare la putere activa zero.

(4) Probe/Teste necesare pentru verificarea performantelor tehnice ale centralei electrice de la locul de producere/locul de consum si de producere din punctul de vedere al conformitatii tehnice cu cerintele normelor si codurilor tehnice: *Conform Ord. ANRE 51/2019 – Procedura de notificare pentru racordarea unitatilor generatoare si de verificare a conformitatii unitatilor generatoare cu cerintele tehnice privind racordarea unitatilor generatoare la retelele electrice de interes public*

(5) Cerinte privind racordarea in conditii de limitare a puterii evacuate la valoarea prevazuta in tabelul de la pct. 2 pentru puterea maxima simultana ce poate fi evacuata in situatiile de limitare operationala

a) descrierea tuturor situatiilor prevazute in studiul de solutie, care conduc la limitarea puterii evacuate (contingentele care, atunci cand au ca efect aparitia de suprasarcini in retea si, in consecinta, imposibilitatea elementelor retelei ramase in functiune si a retelei in ansamblul ei de a functiona timp nelimitat in aceste conditii conduc la necesitatea limitarii operationale a puterii evacuate), prezentate in anexa la prezentul aviz;

b) conditii de limitare operationala a puterii evacuate (locul de amplasare a echipamentului, protectii si automatizari, scheme etc.) .

5. Datele inregistrate care necesita verificarea in timpul functionarii: *Conform art. 14 alin. (4) din Ord. ANRE 51/2019 – Procedura de notificare pentru racordarea unitatilor generatoare si de verificare a conformitatii unitatilor generatoare cu cerintele tehnice privind racordarea unitatilor generatoare la retelele electrice de interes public*

6. Centralele, unitatile generatoare si/sau instalatiile de stocare si/sau sistemele HVDC, dupa caz, trebuie sa respecte cerintele tehnice de proiectare, racordare si de functionare prevazute in reglementarile tehnice in vigoare.

7. (1) In conformitate cu prevederile Regulamentului, pentru realizarea racordarii la reteaua electrica, utilizatorul sau operatorul economic atestat prevazut la pct. 12 alin. (2) lit. b), imputernicit de utilizator conform prevederilor Regulamentului, incheie contractul de racordare cu operatorul de retea si achita acestuia componentele tarifului de racordare, conform clauzelor contractului de racordare.

(2) Pentru incheierea contractului de racordare, utilizatorul anexeaza cererii depuse la operatorul de retea urmatoarele documente prevazute de *Regulament*:(numai documentele aplicabile cazului in speta).

a) copia avizului tehnic de racordare;

b) copia actului de identitate/certificatului constatator eliberat de registrul comertului cu cel mult 30 de zile inainte de data depunerii acestuia, dupa caz;

210/240

c) documente care dovedesc constituirea garantiei financiare in favoarea operatorului de retea, cu forma si valoarea precizate in avizul tehnic de racordare, in cazul unui loc de producere;
d) devizul general intocmit de proiectantul sau constructorul ales de utilizator;
e) copia contractului de proiectare sau copia contractului de proiectare si executie, dupa caz, incheiat de catre utilizator, conform art. 44 alin. (4) lit. b) din *Regulament*, cu operatorul economic atestat, desemnat de catre acesta. In cazul in care contractul de executie nu a fost incheiat odata cu cel de proiectare, utilizatorul transmite operatorului de retea copia contractului de executie a instalatiei de racordare cu cel putin 3 zile lucratoare inainte de inceperea lucrarilor de executie a instalatiei de racordare.
f) Imputernicirea acordata de utilizator operatorului economic atestat, desemnat conform prevederilor art. 34 alin. (4) din *Regulament* pentru semnarea contractului de racordare cu operatorul de retea in numele si pe seama utilizatorului si reprezentarea utilizatorului in relatia contractuala cu operatorul de retea pe toata perioada derularii contractului de racordare.
g) in situatia in care terenul pe care urmeaza a fi amplasata instalatia de racordare este proprietate privata, pe langa documentele prevazute anterior, este necesara prezentarea **unei declaratii unilaterale in forma autentica a proprietarului imobilului -teren si/sau constructie- afectat de instalatia de racordare si, daca este cazul, de capacitatile deviate in vederea realizarii racordarii avand ca obiect**:
   (i) respectarea de catre acesta a exercitarii de catre OD, cu titlu gratuit, a drepturilor legale de uz si servitute prevazute de legislatia speciala in favoarea operatorului de retea, pe durata de existenta a instalatiei de racordare, in ipoteza in care instalatia de racordare/capacitatile energetice ce se vor devia in vederea realizarii racordarii afecteaza imobilul- teren/constructie a acestuia;
   (ii) obligatia de a prezenta orice documente (inclusiv contracte) ce ar putea fi solicitate ca fiind necesare de autoritatile publice competente pentru emiterea autorizatiei de construire pentru realizarea instalatiei de racordare/lucrarilor de deviere, din perspectiva drepturilor reale necesare pentru obtinerea autorizatiilor de construire

8. (1) Valoarea componentei tarifului de racordare corespunzatoare realizarii instalatiei de racordare, stabilita conform reglementarilor in vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare si explicitata in fisa de calcul anexata, este **459.811,1** lei, inclusiv TVA.
   (1.1) Valoarea componentei tarifului de racordare corespunzatoare verificarii dosarului instalatiei de utilizare si punerii sub tensiune a acestei instalatii, stabilita conform reglementarilor in vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare si explicitata in fisa de calcul anexata, este **3.716,58** lei, inclusiv TVA.
   (1.2) Valoarea costurilor de realizare a lucrarilor de intarire prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (i), stabilita conform reglementarilor in vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare si explicitata in fisa de calcul anexata, este **0** lei, inclusiv TVA.
   (1.3) Valoarea costurilor de realizare a lucrarilor prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (ii), stabilita conform reglementarilor in vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare si explicitata in fisa de calcul anexata, este **5.899.917,66** lei, inclusiv TVA.
   (1.4) Valoarea costurilor pentru achizitia si montarea grupului de masurare a energiei electrice sau, dupa caz, a blocului de masura si protectie, complet echipat, cu exceptia contorului de masurare a energiei electrice, care sunt suportate de catre producatori conform prevederilor art. 44 alin. (24) din Regulament, este **0,00** lei, inclusiv TVA.
   (1.5) Valoarea medie a bransamentului pana la care operatorul de distributie ramburseaza prosumatorilor clienti casnici, persoane fizice autorizate, intreprinderi individuale, intreprinderi familiale si institutii publice, care se racordeaza la joasa tensiune, cheltuielile pentru proiectarea si executia bransamentului, stabilita conform reglementarilor in vigoare, este **0,00** lei.
   (2) Valoarea mentionata pentru tariful de racordare se actualizeaza la incheierea contractului de racordare, daca tarifele aprobate de Autoritatea Nationala de Reglementare in Domeniul Energiei, pe baza carora a fost stabilit, au fost modificate prin Ordin al presedintelui Autoritatii Nationale de Reglementare in Domeniul Energiei. Actualizarea in acest caz se face in conditiile stabilite prin Ordinul de aprobare a noilor tarife.
   (3) Daca tariful de racordare a fost stabilit integral sau partial pe baza de deviz general, acesta se actualizeaza la incheierea contractului de racordare in functie de preturile echipamentelor si/sau ale materialelor in vigoare la data incheierii contractului de racordare.
9. (1) Odata cu tariful de racordare, utilizatorul va plati operatorului de retea sau primului utilizator, dupa caz, conform prevederilor Regulamentului si ale contractului de racordare, suma de **0,00** lei fara TVA, stabilita in fisa de calcul anexata, drept compensatie baneasca
   (2) Utilizatorul va primi o compensatie baneasca pentru fiecare instalatia de racordare prevazuta la pct. 3 vor fi racordati si alti utilizatori, in conditiile si la termenele prevazute in reglementarile in vigoare.

(3) Restituirea de catre utilizator a costurilor lucrarilor din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (ii) suportate de catre un prim utilizator, respectiv de catre utilizatori ale caror instalatii de utilizare au fost puse sub tensiune inaintea instalatiilor de utilizare proprii ale utilizatorului se realizeaza prin intermediul operatorului de retea, in conformitate cu prevederile Regulamentului si ale contractului de racordare.

(4) Utilizatorul care opteaza, conform prevederilor pct. 11 alin. (5) lit. e), pentru achitarea costurilor care revin celorlalti utilizatori pentru aceleasi lucrari din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (ii) este indreptatit sa primeasca costurile respective prin intermediul operatorului de retea, in conformitate cu prevederile Regulamentului si ale contractului de racordare.

10. (1) Garantia financiara constituita de utilizator in favoarea operatorului de retea, in conformitate cu prevederile art.31 din *Regulament*, este in valoare de **318.172,29** lei, inclusiv TVA, reprezentand **5%** din valoarea tarifului de racordare si are urmatoarea/urmatoarele forma/forme: scrisoare de garanție bancară, depozit bancar la termen sau plată directă către operatorul de rețea

(2) Situatiile in care garantia financiara mentionata la alin. (1) poate fi executata de operatorul de retea si situatiile in care aceasta inceteaza/se restituie utilizatorului se prevad in contractul de racordare.

(3) Suplimentar situațiilor prevăzute conform alin. (2), operatorul de rețea execută garanția financiară constituită de utilizator dacă utilizatorul nu solicită în scris operatorului de rețea încheierea contractului de racordare, cu anexarea documentației prevăzute la art. 36 din Regulament, cu 30 de zile calendaristice înainte de încetarea valabilității avizului tehnic de racordare, dacă utilizatorul nu semnează contractul de racordare propus de operatorul de rețea până la expirarea termenului de valabilitate a avizului tehnic de racordare sau dacă utilizatorul solicită încetarea valabilității avizului tehnic de racordare.

11. (1) Termenul posibil de realizare de catre operatorul de retea a lucrarilor de intarire este **0** zile lucratoare pentru lucrarile precizate la punctul 3 lit d) subpct.(i) si **871** zile lucratoare pentru lucrarile precizate la punctul 3 lit d) subpct.(ii).

(2) Termenul si conditiile de realizare de catre operatorul de retea a lucrarilor de intarire precizate la punctul 3 lit d) se prevad in contractul de racordare.

(3) Necesitatea realizarii lucrarilor de intarire precizate la punctul 3 lit d) subpct.(ii) este influentata de aparitia locurilor de producere/de consum si de producere care au fost luate in considerare in calculele pentru regimurile de functionare ce au determinat lucrarile de intarire respective.

(4) Costurile pentru realizarea lucrarilor de intarire a retelei electrice care nu pot fi finantate de operatorul de retea in perioada imediat urmatoare sunt in valoare de **0,00** lei, inclusiv TVA, pentru lucrarile precizate la punctul 3 lit d) subpct.(i) si **conform Aviz CTE**, pentru lucrarile precizate la punctul 3 lit d) subpct.(ii) (se completeaza numai daca este cazul).

(5) In situatia in care, din urmatoarele motive: **nu sunt cuprinse in programul de investitii**, operatorul de retea nu are posibilitatea realizarii lucrarilor de intarire pana la data solicitata pentru punerea sub tensiune a instalatiei de utilizare, utilizatorul poate opta pentru una dintre urmatoarele variante:

a) renuntarea la realizarea obiectivului pe amplasamentul respectiv;

b) aminarea realizarii obiectivului pe amplasamentul respectiv, pana la finalizarea lucrarilor de intarire de catre operatorul de retea; in acest caz, utilizatorul si operatorul de retea incheie contractul de racordare cu obligatia operatorului de retea de a realiza lucrarile de intarire la termenul precizat la alin. (1).

c) dezvoltarea in etape a obiectivului cu incadrarea in limita de putere aprobata fara realizarea lucrarilor de intarire, precizata in tabelul de la punctul 2;

d) achitarea costurilor care revin operatorului de retea pentru lucrarile de intarire a retelei in amonte de punctul de racordare, in cazul in care motivul intirzierii se datoreaza faptului ca respectivele costuri nu sunt prevazute in programul de investitii al operatorului de retea. In conditiile in care utilizatorul opteaza pentru achitarea acestor costuri, respectivele cheltuieli i se returneaza de catre operatorul de retea printr-o modalitate convenita intre parti, ce urmeaza a fi prevazuta in contractul de racordare, cu exceptia cazului in care utilizatorul suporta costurile integral, prin tarif de racordare conform prevederilor pct. 12 alin. (4).

e) achitarea costurilor care revin celorlalti utilizatori pentru aceleasi lucrari din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (ii), in situatia in care locul de producere/consum si de producere este pus sub tensiune primul, cu recuperarea ulterioara a acestora de la ceilalti utilizatori, prin intermediul operatorului de retea.

12. (1) Pentru proiectarea si executarea lucrarilor din categoria prevazuta la pct. 3 lit. c), operatorul de retea incheie un contract de achizitie publica pentru proiectarea si/sau executarea de lucrari cu un operator economic atestat de autoritatea competenta, respectand procedurile de atribuire a contractului de achizitie publica.

(2) Prin derogare de la prevederile alin. (1), contractul pentru proiectarea si/sau executarea lucrarilor din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. c) se poate incheia prin una dintre urmatoarele modalitati:
   a) de catre operatorul de retea cu un anumit proiectant si/sau constructor atestat, ales de catre utilizator, in conditiile in care utilizatorul cere in scris, explicit, acest lucru operatorului de retea, inainte de incheierea contractului de racordare;
   b) de catre utilizator cu un anumit operator economic atestat, desemnat de catre acesta, in conditiile in care utilizatorul a notificat in scris, explicit, acest lucru operatorului de retea, inainte de incheierea contractului de racordare.

(3) Operatorul de retea proiecteaza si executa lucrarile prevazute la pct. 3 lit. d) cu personal propriu sau atribuie contractul de achizitie publica pentru proiectare/executare de lucrari unui operator economic atestat, respectand procedurile de atribuire a contractului de achizitie publica.

(4) Prin derogare de la prevederile alin. (3), contractul pentru proiectarea si/sau executarea lucrarilor din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. d) se poate incheia de catre operatorul de retea si cu un anumit proiectant si/sau constructor atestat, ales de catre utilizator, in conditiile in care utilizatorul solicita in scris, explicit, acest lucru operatorului de retea, inainte de incheierea contractului de racordare. In acest caz, costul lucrarilor din categoria celor prevazute la pct. 3 lit. d) subpct. (i) se suporta integral de utilizator, prin tarif de racordare.

(5) In situatiile prevazute la alin. (2) si (4), tariful de racordare precizat la pct. 8 alin. (1) se recalculeaza conform prevederilor Regulamentului, corelat cu rezultatul negocierii dintre utilizator si proiectantul si/sau constructorul pe care acesta l-a ales. Operatorul nu are dreptul de a interveni in negocierea dintre utilizator si proiectantul si/sau constructorul pe care acesta l-a ales.

(6) Instalatiile rezultate in urma lucrarilor prevazute la pct. 3 lit. c) finantate de catre utilizatori sunt in proprietatea acestora si sunt exploatate de catre operatorul de retea, in baza unei conventii-cadru initiate de catre operator, avand ca obiect predarea in exploatare de catre utilizator operatorului a instalatiei de racordare receptionate si puse in functiune. Instalatiile rezultate in urma lucrarilor prevazute la pct. 3 lit. c) finantate de catre operatorii de retea sunt in proprietatea acestora.

(7) Instalatiile rezultate in urma lucrarilor prevazute la pct. 3 lit. c) pentru racordarea la reteaua de joasa tensiune a prosumatorilor clienti casnici, a persoanelor fizice autorizate, a intreprinderilor individuale, a intreprinderilor familiale si institutiilor publice intra in proprietatea operatorului de distributie, in conformitate cu prevederile art. 51 alin. (3.5) din *Legea energiei electrice si a gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificarile si completarile ulterioare.

13. (1) Lucrarile pentru realizarea instalatiei de utilizare se executa pe cheltuiala utilizatorului, de catre o persoana autorizata sau un operator economic atestat potrivit legii, pentru categoria respectiva de lucrari, cu respectarea, dupa caz, a prevederilor art. 45 alin. (1) lit. a1) din Legea energiei electrice si a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificarile si completarile ulterioare. Valoarea acestor lucrari nu este inclusa in tariful de racordare.

(2) Executantul instalatiei de utilizare, precum si utilizatorul vor respecta normele si reglementarile in vigoare privind realizarea si exploatarea instalatiilor electrice.

14. Utilizatorul, cu exceptia prosumatorului al carui loc de consum si de producere se racordeaza la reteaua electrica de joasa tensiune potrivit solutiei de racordare stabilite de operatorul de distributie in conformitate cu prevederile reglementarilor in vigoare, incheie conventia de exploatare prin care se precizeaza modul de realizare a conducerii operationale prin dispecer, conditiile de exploatare si intretinere reciproca a instalatiilor, reglajul protectiilor, executarea manevrelor, interventiile in caz de incidente.

15. (1) Cerintele standardelor de performanta pentru serviciile prestate de operatorul de distributie si de operatorul de transport si de sistem, dupa caz, referitoare la asigurarea continuitatii serviciului si la calitatea tehnica a energiei electrice reprezinta conditii minime pe care respectivul operator de retea are obligatia sa le asigure utilizatorilor in punctele de delimitare. Durata maxima pentru restabilirea alimentarii dupa o intrerupere este stabilita prin standardul de distributie sau standardul de transport, dupa caz. Pentru nerespectarea termenelor prevazute, dupa caz, de standardul de distributie sau de standardul de transport operatorii de retea acorda utilizatorilor compensatii, in conditiile prevazute de standardul respectiv.

(2) In situatia in care racordarea este realizata prin doua (sau mai multe) instalatii, in cazul intreruperii accidentale a uneia dintre ele ca urmare a defectarii unui element al acesteia, in conditiile existentei si functionarii corecte a instalatiei de automatizare, durata maxima pentru conectarea celei de-a doua instalatii este cea corespunzatoare functionarii instalatiei de automatizare: Conform Standardului de Performanta.

(3) Informatiile privind monitorizarea continuitatii si calitatii comerciale a serviciului de distributie sunt publicate si actualizate in fiecare an de catre operatorul de retea. Acestea sunt disponibile pentru consultare la adresa web: www.reteleelectrice.ro

213/240

(4) Prosumatorii asigura accesul operatorului de retea in incinta/zona in care sunt amplasate instalatiile de producere pentru verificarea de catre operator a calitatii tehnice a energiei electrice livrate in retea, in aceleasi conditii cu cele prevazute in Procedura.

16. (1) In cazul in care utilizatorul detine echipamente sau instalatii la care intreruperea alimentarii cu energie electrica poate conduce la efecte economice si/sau sociale deosebite (explozii, incendii, distrugeri de utilaje, accidente cu victime umane, poluarea mediului etc.), acesta are obligatia ca prin solutii proprii, tehnologice si/sau energetice, inclusiv prin sursa de interventie, sa asigure evitarea unor astfel de evenimente in cazurile in care se intrerupe furnizarea energiei electrice.

(2) In situatia in care, din cauza specificului activitatilor desfasurate, intreruperea alimentarii cu energie electrica ii poate provoca utilizatorului pagube materiale importante si acesta considera ca este necesara o siguranta in alimentare mai mare decit cea oferita de operatorul de retea, prezentata la punctul 15, el este responsabil pentru luarea masurilor necesare evitarii acestor pagube.

17. (1) In scopul asigurarii unei functionari selective a instalatiilor de protectie si automatizare din instalatia proprie, utilizatorul asigura accesul operatorului de retea pentru corelarea permanenta a reglajelor acestora cu cele ale instalatiilor din amonte.

(2) Echipamentul si aparatajul prin care instalatia de utilizare se racordeaza la reteaua electrica trebuie sa corespunda normelor tehnice in vigoare in Romania, inclusiv *Normativului pentru proiectarea, executia si exploatarea instalatiilor electrice aferente cladirilor*, indicativ I7-2011, aprobat prin Ordinul ministrului dezvoltarii regionale si turismului nr. 2.741/2011.

18. (1) Utilizatorul va lua masurile necesare pentru limitarea la valoarea admisibila, conform normelor in vigoare, a efectelor functionarii instalatiilor si receptoarelor speciale (cu socuri, cu regimuri deformante, cu sarcini dezechilibrate, flicker etc.). Instalatiile noi se vor pune sub tensiune numai daca perturbatiile instalatiilor si receptoarelor speciale se incadreaza in limitele admise, prevazute de normele in vigoare.

(2) Utilizatorul are obligatia de a participa la reglajul tensiunii/puterii reactive, conform reglementarilor tehnice in vigoare. In vederea reducerii consumului/evacuarii de energie reactiva din/in reteaua electrica, utilizatorul va lua masuri pentru compensarea puterii reactive necesare instalatiilor si/sau echipamentelor de la locul de producere/locul de consum si de producere. Neindeplinirea acestei conditii determina plata energiei electrice reactive tranzitate in punctul de delimitare, in conformitate cu prevederile reglementarilor in vigoare.

(3) In situatia de exceptie in care punctul de masurare nu coincide cu punctul de delimitare, cantitatea de energie electrica inregistrata de contor este diferita de cea tranzactionata in punctul de delimitare. In acest caz, se face corectia energiei electrice in conformitate cu reglementarile in vigoare. Elementele de retea cu pierderi, situate intre punctul de masurare si punctul de delimitare, sunt: -

(4) In cazul in care solutia de racordare pentru care a optat utilizatorul este cu limitare operationala a puterii evacuate, utilizatorul nu este indreptatit sa solicite si sa primeasca de la operatorul de retea despagubiri pentru energia electrica ce nu a fost produsa si livrata in retea pe perioada limitarii.

19. (1) Prezentul aviz tehnic de racordare este valabil pana la data emiterii certificatului de racordare pentru puterea aprobata pentru etapa finala, mentionata la punctul 2, daca nu intervine anterior una dintre situatiile prevazute la alin. (2).

(2) Prezentul aviz tehnic de racordare isi inceteaza valabilitatea in urmatoarele situatii:

a) in termen de 12 luni de la emitere, daca nu a fost incheiat contractul de racordare;
b) la rezilierea contractului de racordare caruia ii este anexat.
c) la expirarea perioadei de valabilitate a acordurilor/autorizatiilor sau a perioadei de valabilitate a aprobarilor legale in baza carora a fost emis avizul tehnic de racordare;
d) in cazul in care documentele prevazute la art. 14 alin. (11) din Regulament se anuleaza printr-o hotarare judecatoreasca definitiva, emisa in perioada de valabilitate a avizului tehnic de racordare;
e) la incetarea valabilitatii acordurilor/autorizatiilor si/sau a aprobarilor legale in baza carora a fost emis avizul tehnic de racordare pentru orice temei, constatata prin hotarare judecatoreasca definitiva.
f) in situatia prevazuta la art. 36 alin. (6) din Regulament.

20. (1) Prezentul aviz tehnic de racordare se transmite solicitantului racordarii. In situatia in care utilizatorul a adresat cererea de racordare prin intermediul unui imputernicit, prezentul aviz tehnic de racordare se transmite atat solicitantului racordarii, cat si utilizatorului.

(2) Solicitantul racordarii/Utilizatorul poate contesta prezentul aviz tehnic de racordare la operatorul de retea in termen de 30 de zile de la data comunicarii acestuia.

21. Alte conditii (in functie de cerintele specifice utilizatorului, posibilitatile oferite de caracteristicile si starea retelelor existente sau impuse de normele in vigoare)

(1) Prin grija utilizatorului se vor obtine, de la detinatorii de teren, acordurile in original, autentificate de un notar public, pentru ocuparea sau traversarea terenului, precum si pentru

214/240

exercitarea de catre Retele Electrice Romania S.A. a drepturilor de uz si servitute asupra terenurilor afectate de instalatia de racordare.
(2) Materialele si echipamentele care se utilizeaza la realizarea instalatiei de racordare trebuie sa fie noi, omologate sau certificate, dupa caz, daca acest lucru este prevazut in specificatiile tehnice, in conformitate cu procedurile aplicabile in cadrul Retele Electrice Romania. Celelalte materiale si echipamente, pentru care nu sunt elaborate specificatii tehnice, trebuie sa fie noi, compatibile cu starea tehnica a instalatiei, sa indeplineasca cerintele specifice de fiabilitate si siguranta.
(3) In cazul in care dupa urmatoarele faze ale procesului de racordare termenul de punere in functiune a instalatiei de racordare va depasi termenul de 01.01.2026, vor fi utilizate echipamente fara SF6 iar diferenta de tarif de racordare rezultata din aceasta modificare va fi suportata integral de catre utilizator.
(4) Date privind protectiile si automatizarile la interfata cu reteaua electrica:
a) Deconectarea centralei CEF Municipiul Resita nu trebuie sa produca functionarea unei protectii din retea;
b) Reglajul protectiilor intrerupatorului din gestiunea utilizatorului se va corela cu cel al protectiilor din instalatiile Retele Electrice Romania S.A.
Cerinte si conditii specifice pentru furnizarea de servicii tehnologice de sistem catre operatorul de transport si de sistem (OTS) sau catre operatorul de distributie (OD), la solicitarea OTS (precizate numai daca sunt aplicabile).
(5) Datele inregistrate care necesita verificarea in timpul functionarii: puterea produsa de centrala CEF Municipiul Resita (activa si reactiva) si parametrii de calitate ai energiei electrice produse, conform Ordinului 208/2018 Cerinte generale pentru centralele formate din module generatoare, de categorie C.
(6) Modulul generator trebuie sa respecte prevederile Ordinului ANRE nr. 208/2018 – Norma Tehnica privind cerintele tehnice de racordare la retelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare si centrale formate din module generatoare offshore (situate in larg).
(7) Punerea in functiune si darea in exploatare a unui grup generator se va face numai dupa realizarea probelor de functionare prin care se demonstreaza capacitatea grupului/ centralei de a indeplini conditiile impuse prin prezentul aviz, Codul Tehnic al Retelei Electrice de Transport, Codul Tehnic al Retelelor Electrice de Distributie, Ord. 208/2018, Ord. 51/2019 si dupa integrarea in sistemul SCADA al operatorului de retea si transmiterea la acesta a rezultatelor probelor conform tabelelor date si conform procedurilor elaborate de operatorul de retea.
(8) Indicatorii de siguranta si continuitate, in punctul de delimitare, conform documentatiei vor avea urmatoarele valori:
Punct delimitare = 20 kV, Varianta unica
Durata medie de insucces (ore/an) = 6
Nr max de intreruperi = 4
Durata maxima de restabilire (ore) = 24
(9) In cazul in care, prin masuratorile de calitate a energiei electrice se dovedeste ca CEF Municipiul Resita nu se incadreaza in limitele calculate sau solicitate, aceasta va intreprinde actiunile necesare pe propria cheltuiala. Pana la incadrarea in cerintele de calitate, CEF Municipiul Resita nu va functiona. Perturbatiile introduse vor fi compensate prin masuri corespunzatoare de catre Beneficiar/Utilizator.
(10) Dupa punerea in functiune a centralei CEF Municipiul Resita, este necesara efectuarea de masuratori pentru verificarea incadrarii in limitele normate atat pentru fenomenul de flicker, cat si pentru regim deformant (armonici). In cazul in care nu sunt respectate conditiile de calitate a energiei electrice, se impune luarea de masuri locale pentru incadrarea indicatorilor de calitate in limitele normate. Lucrarile necesare pentru incadrarea indicatorilor de calitate a energiei electrice in limitele normate, se vor realiza pe cheltuiala Beneficiarului.
(11) Obligatiile utilizatorului:
- respectarea tuturor prevederilor legislatiei in vigoare la fiecare etapa a racordarii precum si a normativelor tehnice in vigoare in fiecare etapa de proiectare;
- contractarea etapelor de proiectare Proiect Tehnic de Executie si Detalii de Executie cu societati autorizate ANRE si avizarea documentatiilor in comisia CTE a OD.
(12) Conform art. 38, alin 1 din Ordin ANRE nr. 59/2013 cu modificarile si completarile ulterioare, in cazul in care, pentru racordarea unui loc de producere sau de consum sunt necesare lucrari de modificare pentru indeplinirea conditiilor de coexistenta prevazute de norme ori lucrari de deviere a instalatiilor electrice existente ale operatorului de retea, rezultate din avizul de amplasament, acestea se realizeaza pe cheltuiala utilizatorului, prin incheierea cu operatorul de retea a unui

215/240

contract pentru eliberarea amplasamentului si/sau pentru realizarea conditiilor de coexistenta, conform prevederilor Metodologiei pentru emiterea avizelor de amplasament de catre operatorii de retea, aprobata de autoritatea competenta. Contractul pentru realizarea conditiilor de coexistenta se va incheia pana la solicitarea incheierii contractului de racordare.
(13) Instalatia de producere se va realiza cu panouri fotovoltaice monocristaline Sunpro Power M12 TOPCON MONO, SPDG 710-N132M12, cu puterea de 710 Wp, montate in combinatie cu 23 invertoare Huawei SUN2000-330KTL-H1, cu puterea totala de 6.900 kW in c.a. Se vor monta un numar de 12528 panouri solare cu o putere totala de 8.894,88 kW in c.c.
(14) CNTEE TRANSELECTRICA SA, in calitate de Operator de Transport si de Sistem, prin Dispecerul Energetic National (DEN), are dreptul ca in situatia in care siguranta functionarii SEN in ansamblu o impune, sa dispuna deconectarea si/sau realizarea de instalatii care sa asigure declansarea centralei pe criterii dictate de siguranta SEN.
(15) Utilizatorul va trebui sa depuna dosarul instalatiei de utilizare in conformitate cu cerintele din Ordinul ANRE 51/2019. Dosarul instalatiei de utilizare va cuprinde in mod obligatoriu automatizarea care va deconecta dispozitivul general in cazul unui flux de putere dinspre producator spre RED.
(16) Dosarul instalatiei de utilizare poate fi depus la urmatoarea adresa de e-mail: dosarinterior@reteleelectrice.ro

(17) Producatorul va fi racordat la retea numai dupa incheierea unei conventii de exploatare care va prevedea inclusiv conditiile de deconectare a acestuia de la reteaua de distributie pentru lucrari de mentenanta si investitii, realizate de catre Operatorul de Distributie.
(18) Documentatia faza PTE aferenta lucrarilor de racordare pentru solutia acceptata va fi supusa analizei si avizarii la Retele Electrice Romania S.A.

- ***"Punerea sub tensiune a instalatiilor de utilizare pentru perioada de probe se va face in conformitate cu prevederile Sectiunii 7 din Ordinul nr. 59/2013 astfel cum acesta este modificat la data prezentului, iar emiterea certificatului de racordare se va face in conformitate cu prevederile Sectiunii 8 din Ordinul nr. 59/2013 astfel cum acesta este modificat la data prezentului."***

Responsabil RETELE ELECTRICE ROMANIA S.A.
Directia Racordari - Retele Electrice
Dumitrache Laurentiu-Adrian

Signed by
LAURENTIU-ADRIAN
DUMITRACHE
on 17/12/2024 at
07:49:03 UTC

Intocmit
Szantovan Leontin Stelian

FISA DE CALCUL A TARIFULUI DE RACORDARE

SS/FS nr. 24958768

Denumire REALIZARE PARC FOTOVOLTAIC

Elaborator

1. Solicitant: MUNICIPIUL RESITA

2. Loc producere/consum si producere: STR. Strada EXTRAVILAN , Nr. FN , Loc. RESITA CARAS-SEVERIN , Sector/Judet

3. Valoarea tarifului de racordare T (cu TVA)

	(fara TVA) lei	TVA lei	(cu TVA) lei
TR	386.395,88	73.415,22	459.811,10
TI	4.957.914,00	942.003,66	5.899.917,66
TU	3.123,18	593,40	3.716,58
TOTAL T (TR + TI + TU)	5.347.433,06	1.016.012,28	6.363.445,34

TI - Componenta tarifului de racordare corespunzatoare cotei de participare la finantarea lucrarilor de intarire a retelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorilor

TR - Componenta tarifului de racordare corespunzatoare realizarii instalatiei de racordare

TU - Componenta tarifului de racordare corespunzatoare:
a) verificarii dosarului instalatiei de utilizare si punerii sub tensiune a acestei instalatii;
b) verificarii si certificarii conformitatii tehnice a centralei electrice cu cerintele normelor tehnice in vigoare.

Calcul componenta TI : 4.957.914,00 lei fara TVA

Executie [lei fara TVA]	Proiectare [lei fara TVA]	Alte Costuri [lei fara TVA]	Total [lei fara TVA]
317.682,16	37.130,00	31.583,72	386.395,88

Valoarea componentei TR:

Obiect	Descriere Componenta	C+M	Cantitate	Unit	Total
12059438	PN222000-RETEA LES MT	X	106.500,340	NUM	106.500,34
12059438	PN223000-ECHIPAMENT LES MT		211.181,820	NUM	211.181,82
12059438	SN80080-Taxe autorizatii,taxe Casa Constr, Insp.		5.153	NUM	5.153,00
12059438	SN80103-proiectare si/sau conducere lucrari		37.130	NUM	37.130,00
12059438	IPATR_C-ATR_C Asist tehn racordare clienti NUM		32	NUM	5.688,96
	Furnizare date energetice si avizare CTE lucrari -utilizatori MT si JT		0,000		1.572,00
	Cote &Taxe		0,000		1.171,50
	Cheltuieli diverse si neprevazute		0,000		17.998,26
TOTAL					386.395,88

4. Valoare lucrari de intarire:

i.) valoare lucrari de întarire determinate de necesitatea asigurarii conditiilor tehnice în vederea evacuarii puteri aprobate exclusiv pt locului de producere : 0,00 lei fara TVA.
ii.) valoare lucrari de întarire pentru crearea conditiilor tehnice necesare racordarii mai multor locuri de producere : 4.957.914,00 lei fara TVA.

5. Valoarea compensatiei banesti ce se cuvine primului utilizator (unde este cazul) conform fisa de calcul atasata 0,00 lei fara TVA;

6. **Valoare lucrari** deviere necesare racordarii: 0,00 lei fara TVA

7. **Valoarea medie** a bransamentului: 0,00 lei

8. Valoarea costurilor pentru achizitia si montarea grupului de masurare a energiei electrice sau, dupa caz, a blocului de masura si protectie, complet echipat, cu exceptia contorului de masurare a energiei electrice : 0,00 lei fara TVA.

Verificat:

Intocmit:
EUGEN-VICTOR MARINESCU

Data: 12.12.2024

AUTORITATEA NAŢIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

AUTORIZAŢIA DE ELECTRICIAN Gradul şi Tipul: IIIA,IIIB

NR. 202411070 / 21.05.2024

Nume şi prenume: Luca Mihai-Andrei

CNP: 1960711374514

Autorizaţia este valabilă numai împreună cu un act de identitate şi se dovedeşte prin verificarea acesteia în Registrul electronic de evidenţă al Autorităţii Naţionale de Reglementare în domeniul Energiei.

Titularul acestei autorizaţii are competenţa să proiecteze/ execute instalaţii electrice cu orice putere instalată tehnic realizabilă şi la o tensiune nominală maximă de 20 kV.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligaţiilor prevăzute în Regulamentul pentru autorizarea electricienilor în domeniul instalaţiilor electrice, respectiv a verificatorilor de proiecte şi a experţilor tehnici de calitate şi extrajudiciari în domeniul instalaţiilor electrice tehnologice, aprobat prin ordin al preşedintelui Autorităţii Naţionale de Reglementare în Domeniul Energiei, aflat în vigoare.

Prezentul document conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată cu condiţia vizării periodice a autorizaţiei până la termenele de vizare prevăzute în tabelul de mai jos.

Semnătură autorizată

ANRE AUTORIZAT ANRE

Data vizării 21.05.2024	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 21.05.2029	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Falsificarea acestui document se pedepseşte conform Legii

Nr 0004519

AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

ADEVERINȚA NR. **202111672 / 20-apr-21 DE ELECTRICIAN AUTORIZAT**

Gradul și Tipul	**IVA,IVB**
Numele	**Neagu**
Prenumele	**Bogdan-Constantin**
CNP	**1840704270821**

Prezenta adeverință conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată și este valabilă numai împreună cu un act de identitate. Calitatea de electrician autorizat este condiționată de vizarea periodică a adeverinței de electrician autorizat.
Titularul acestei adeverințe are competența să proiecteze și/ sau să execute lucrări de instalații electrice în conformitate cu gradul și tipul de autorizare deținut.
Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în regulamentul de autorizare aprobat de ANRE.

Semnătură autorizată

Examen autorizare electricieni ANRE 10

Examen autorizare electricieni ANRE Data vizării 20-apr-21	Data vizării 17 APR. 2026	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 20-apr-26	**Următorul termen de vizare** 17 APR. 2026	**Următorul termen de vizare**	**Următorul termen de vizare**	**Următorul termen de vizare**

220/240

Falsificarea acestui document se pedepsește conform Legii

Nr. 0074654

ANEXA 6

SCENARIUL 1

DEVIZ GENERAL

conform HG 907/2016

Privind cheltuielile necesare realizării lucrărilor de intervenţii pentru obiectivul de investiţie

Capacitați de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru MUN. REȘIȚA, JUD. CARAȘ-SEVERIN

Varianta 1 propusa

- Cheltuieli totale (eligibile si neeligibile) –

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	50.000,00	10.500,00	60.500,00
1.3	Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	25.000,00	5.250,00	30.250,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 1		**75.000,00**	**15.750,00**	**90.750,00**
CAPITOLUL 2: Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului				
2.1.	Instalaţii electrice	150.000,00	31.500,00	181.500,00
TOTAL CAPITOL 2		**150.000,00**	**31.500,00**	**181.500,00**
CAPITOLUL 3: Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică				
3.1.	Studii	100.000,00	21.000,00	121.000,00
3.1.1.	Studii de teren	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3.	Alte studii specifice	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.2	Documentaţii - suport şi cheltuieli pentru obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii	45.000,00	9.450,00	54.450,00
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	523.000,00	109.830,00	632.830,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
3.5.1.	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2.	Studiu de Prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de inverventii și deviz general	108.000,00	22.680,00	130.680,00
3.5.4.	Documentațiile tehnice necesare in vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	65.000,00	13.650,00	78.650,00
3.5.5.	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.5.6.	Proiect tehnic și detalii de execuție	300.000,00	63.000,00	363.000,00
3.6	Consultanta si expertiza in organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7.	Consultanță	175.000,00	36.750,00	211.750,00
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	100.000,00	21.000,00	121.000,00
3.7.2.	Auditul financiar	75.000,00	15.750,00	90.750,00
3.8.	Asistență tehnică	357.400,00	75.054,00	432.454,00
3.8.1.	Asistență tehnică din partea proiectantului	137.400,00	28.854,00	166.254,00
3.8.1.1.	Pe perioada de execuție a lucrărilor	122.400,00	25.704,00	148.104,00
3.8.1.2.	Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	15.000,00	3.150,00	18.150,00
3.8.2.	Dirigenție de șantier	190.000,00	39.900,00	229.900,00
3.8.3.	Coordonator in materie de securitate si sanatate - conform HG 300/2006 cu modificarile si completarile ulterioare	30.000,00	6.300,00	36.300,00
TOTAL CAPITOL 3		**1.200.400,00**	**252.084,00**	**1.452.484,00**
CAPITOLUL 4: Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	2.125.000,00	446.250,00	2.571.250,00
	Obiect nr. 1 – Platformă de susținere betonată	800.000,00	168.000,00	968.000,00
	Obiect nr. 2 – Căi de acces și platforme tehnologice din piatră spartă	350.000,00	73.500,00	423.500,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicații	30.000,00	6.300,00	36.300,00
	Obiect nr. 4 – Sistem de drenaj ape pluviale	150.000,00	31.500,00	181.500,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
	Obiect nr. 5 – Sistem de împrejmuire	140.000,00	29.400,00	169.400,00
	Obiect nr. 6 – Sistem de împământare și protecție la trăsnet	125.000,00	26.250,00	151.250,00
	Obiect nr. 7 – Săpătură și pozare rețele electrice de cablu (BESS - PTAB pr. - PTAB Parc)	350.000,00	73.500,00	423.500,00
	Obiect nr. 8 - Sistem de iluminat exterior perimetral	80.000,00	16.800,00	96.800,00
	Obiect nr. 9 - Sistem de monitorizare acces și supraveghere	100.000,00	21.000,00	121.000,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	1.727.500,00	362.775,00	2.090.275,00
	Obiect nr. 1 - Baterii tip container	625.000,00	131.250,00	756.250,00
	Obiect nr. 2 - Invertoare	250.000,00	52.500,00	302.500,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicații	62.500,00	13.125,00	75.625,00
	Obiect nr. 4 – Container modular (birou/vestiar)	90.000,00	18.900,00	108.900,00
	Obiect nr. 5 – Posturi de transformare în anvelopă de beton	700.000,00	147.000,00	847.000,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	17.275.000,00	3.627.750,00	20.902.750,00
	Obiect nr. 1 - Baterii tip container	12.500.000,00	2.625.000,00	15.125.000,00
	Obiect nr. 2 - Invertoare	2.500.000,00	525.000,00	3.025.000,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicații	125.000,00	26.250,00	151.250,00
	Obiect nr. 4 – Container modular (birou/vestiar)	150.000,00	31.500,00	181.500,00
	Obiect nr. 5 – Posturi de transformare în anvelopă de beton	2.000.000,00	420.000,00	2.420.000,00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	50.000,00	10.500,00	60.500,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 4		**21.177.500,00**	**4.447.275,00**	**25.624.775,00**
CAPITOLUL 5: Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	250.000,00	52.500,00	302.500,00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	250.000,00	52.500,00	302.500,00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	47.602,50	0,00	47.602,50

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
5.2.1.	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	4.327,50	0,00	4.327,50
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	21.637,50	0,00	21.637,50
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	21.637,50	0,00	21.637,50
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire / desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	2.228.290,00	467.940,90	2.696.230,90
5.4.	Cheltuieli pentru informare și publicitate	40.000,00	8.400,00	48.400,00
TOTAL CAPITOL 5		**2.565.892,50**	**528.840,90**	**3.094.733,40**
CAPITOLUL 6: Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	60.000,00	12.600,00	72.600,00
6.2	Probe tehnologice și teste	150.000,00	31.500,00	181.500,00
TOTAL CAPITOL 6		**210.000,00**	**44.100,00**	**254.100,00**
Capitolul 7: Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+ 3.7+3.8+4+5.1.1)	0,00	0,00	0,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 7		**0,00**	**0,00**	**0,00**
	TOTAL GENERAL	**25.378.792,50**	**5.319.549,90**	**30.698.342,40**
	Din care C+M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)	**4.327.500,00**	**908.775,00**	**5.236.275,00**

ÎNTOCMIT
Asocierea SC Goodartofnoon SRL - SC Ceproinov Proiect SRL

Bogdan NEAGU

BENEFICIAR
UAT Reșița

Reprezentant legal
Ioan POPA

ANEXA 7

SCENARIUL 2

DEVIZ GENERAL

conform HG 907/2016

Privind cheltuielile necesare realizării lucrărilor de intervenții pentru obiectivul de investiție

Capacitați de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru MUN. REȘIȚA, JUD. CARAȘ-SEVERIN

Varianta 2 propusa

- Cheltuieli totale (eligibile si neeligibile) –

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 obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obţinerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	50.000,00	10.500,00	60.500,00
1.3	Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	25.000,00	5.250,00	30.250,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 1		**75.000,00**	**15.750,00**	**90.750,00**
CAPITOLUL 2: Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului				
2.1.	Instalaţii electrice	150.000,00	31.500,00	181.500,00
TOTAL CAPITOL 2		**150.000,00**	**31.500,00**	**181.500,00**
CAPITOLUL 3: Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1.	**Studii**	100.000,00	21.000,00	121.000,00
3.1.1.	Studii de teren	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3.	Alte studii specifice	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.2	Documentaţii - suport şi cheltuieli pentru obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii	45.000,00	9.450,00	54.450,00
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

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
3.5	Proiectare	523.000,00	109.830,00	632.830,00
3.5.1.	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2.	Studiu de Prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de inverventii și deviz general	108.000,00	22.680,00	130.680,00
3.5.4.	Documentațiile tehnice necesare in vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	65.000,00	13.650,00	78.650,00
3.5.5.	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	50.000,00	10.500,00	60.500,00
3.5.6.	Proiect tehnic și detalii de execuție	300.000,00	63.000,00	363.000,00
3.6	Consultanta si expertiza in organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7.	Consultanță	175.000,00	36.750,00	211.750,00
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	100.000,00	21.000,00	121.000,00
3.7.2.	Auditul financiar	75.000,00	15.750,00	90.750,00
3.8.	Asistență tehnică	357.400,00	75.054,00	432.454,00
3.8.1.	Asistență tehnică din partea proiectantului	137.400,00	28.854,00	166.254,00
3.8.1.1.	Pe perioada de execuție a lucrărilor	122.400,00	25.704,00	148.104,00
3.8.1.2.	Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	15.000,00	3.150,00	18.150,00
3.8.2.	Dirigenție de șantier	190.000,00	39.900,00	229.900,00
3.8.3.	Coordonator în materie de securitate si sanatate - conform HG 300/2006 cu modificarile si completarile ulterioare	30.000,00	6.300,00	36.300,00
TOTAL CAPITOL 3		**1.200.400,00**	**252.084,00**	**1.452.484,00**
CAPITOLUL 4: Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	2.125.000,00	446.250,00	2.571.250,00
	Obiect nr. 1 – Platformă de susținere betonată	800.000,00	168.000,00	968.000,00
	Obiect nr. 2 – Căi de acces și platforme tehnologice din piatră spartă	350.000,00	73.500,00	423.500,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicații	30.000,00	6.300,00	36.300,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
	Obiect nr. 4 – Sistem de drenaj ape pluviale	150.000,00	31.500,00	181.500,00
	Obiect nr. 5 – Sistem de împrejmuire	140.000,00	29.400,00	169.400,00
	Obiect nr. 6 – Sistem de împământare și protecție la trăsnet	125.000,00	26.250,00	151.250,00
	Obiect nr. 7 – Săpătură și pozare rețele electrice de cablu (BESS - PTAB pr. - PTAB Parc)	350.000,00	73.500,00	423.500,00
	Obiect nr. 8 - Sistem de iluminat exterior perimetral	80.000,00	16.800,00	96.800,00
	Obiect nr. 9 - Sistem de monitorizare acces și supraveghere	100.000,00	21.000,00	121.000,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	1.762.500,00	370.125,00	2.132.625,00
	Obiect nr. 1 - Baterii tip container	650.000,00	136.500,00	786.500,00
	Obiect nr. 2 - Invertoare	260.000,00	54.600,00	314.600,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicații	62.500,00	13.125,00	75.625,00
	Obiect nr. 4 – Container modular (birou/vestiar)	90.000,00	18.900,00	108.900,00
	Obiect nr. 5 – Posturi de transformare în anvelopă de beton	700.000,00	147.000,00	847.000,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	17.875.000,00	3.753.750,00	21.628.750,00
	Obiect nr. 1 - Baterii tip container	13.000.000,00	2.730.000,00	15.730.000,00
	Obiect nr. 2 - Invertoare	2.600.000,00	546.000,00	3.146.000,00
	Obiect nr. 3 – Sistem EMS / SCADA / comunicații	125.000,00	26.250,00	151.250,00
	Obiect nr. 4 – Container modular (birou/vestiar)	150.000,00	31.500,00	181.500,00
	Obiect nr. 5 – Posturi de transformare în anvelopă de beton	2.000.000,00	420.000,00	2.420.000,00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	50.000,00	10.500,00	60.500,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 4		**21.812.500,00**	**4.580.625,00**	**26.393.125,00**
CAPITOLUL 5: Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	250.000,00	52.500,00	302.500,00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	250.000,00	52.500,00	302.500,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA) Lei	TVA Lei	Valoare (cu TVA) Lei
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării şantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	47.987,50	0,00	47.987,50
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	4.362,50	0,00	4.362,50
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii	21.812,50	0,00	21.812,50
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	21.812,50	0,00	21.812,50
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme şi autorizaţia de construire / desfiinţare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse şi neprevăzute	2.291.790,00	481.275,90	2.773.065,90
5.4.	Cheltuieli pentru informare şi publicitate	40.000,00	8.400,00	48.400,00
TOTAL CAPITOL 5		**2.629.777,50**	**542.175,90**	**3.171.953,40**
CAPITOLUL 6: Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	60.000,00	12.600,00	72.600,00
6.2	Probe tehnologice şi teste	150.000,00	31.500,00	181.500,00
TOTAL CAPITOL 6		**210.000,00**	**44.100,00**	**254.100,00**
Capitolul 7: Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+ 3.8+4+5.1.1)	0,00	0,00	0,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 7		**0,00**	**0,00**	**0,00**
	TOTAL GENERAL	**26.077.677,50**	**5.466.234,90**	**31.543.912,40**
	Din care C+M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)	**4.362.500,00**	**916.125,00**	**5.278.625,00**

ÎNTOCMIT
Asocierea SC Goodartofnoon SRL - SC Ceproinov Proiect SRL

Bogdan NEAGU

BENEFICIAR
UAT Reşiţa
Reprezentant legal
Ioan POPA

European Commission

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

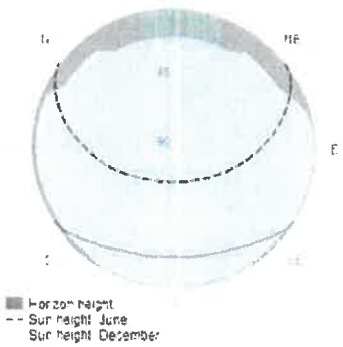
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	45.324,21.847
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Cryst Sil Original
PV installed:	6731 kWp
System loss:	14 %

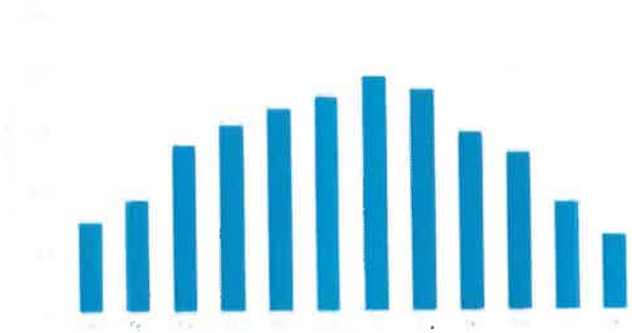
Simulation outputs

Slope angle:	35 °
Azimuth angle:	0 °
Yearly PV energy production:	8173273.79 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1539.45 kWh/m²
Year-to-year variability:	401374.91 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-2.85 %
Spectral effects:	1.38 %
Temperature and low irradiance:	-6.87 %
Total loss:	-21.12 %

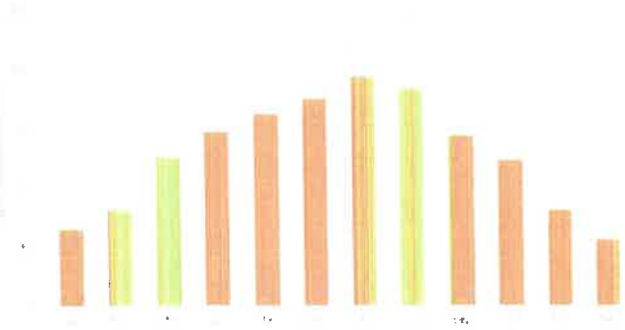
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	377516.6	5.1	68262.7
February	467134.8	1.6	86373.4
March	696865.8	25.6	139270.6
April	783864.5	47.1	116491.7
May	848926.7	63.0	93164.8
June	898609.9	75.5	95959.3
July	980994.8	94.0	65514.2
August	930089.2	83.5	92697.3
September	751853.4	43.8	109858.6
October	663647.1	22.7	98254.1
November	457005.8	1.7	88494.4
December	316766.5	6.0	81538.9

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

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

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

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2026.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2026/05/26

ANEXA 8

FIȘĂ PARAMETRII MINIMI ECHIPAMENTE

- **SCENARIUL 1**

Parametrii minimi sistem de baterii (25 MWh)

Categoria	Parametru	Valoare
Date generale	Tip sistem	Sistem de stocare energie în container (BESS)
	Tehnologie celule	$LiFePO_4$ (LFP)
	Puterea nominala a stocarii	6,73 MW
	Capacitate nominală totală a ansamblului	25 MWh
	Randamentul global al ciclului de încărcare–descărcare (round-trip efficiency): η_RT	0,85
	Cicluri incarcare/descarcare	≥ 6000
	Adâncime de descărcare utilizabilă (DoD)	0,8
	Garanție	>10 ani
Parametri electrici CA	Tensiune nominală CC	1000÷1500 V
Parametri mecanici containar	Capacitate energetică nominală container	≥ 5MWh
	Sistem detectie si stingere incendiu	DA
	Tip structura	Container
	Temperatură de funcționare	–30°C până la +55°C
	Umiditate relativă	0% – 100%
	Metodă de răcire	Răcire cu aer (HVAC)/ Racire cu lichid
	Grad de protecție	IP55
	Nivel anticoroziv	C5-Mediu
Comunicații și integrare	Protocol comunicații sistem	Modbus TCP
	Mod de comunicare	CAN / ETH / MBUS / RS485
	BMS integrat și interfață de comunicație cu EMS	DA
Cerințe de conformitate	Standard	Marcaj CE

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi Invertor

Categoria	Parametru	Valoare
Date generale	Tip echipament	PCS (Power Conversion System)
	Putere nominală	6,73 MW (limitare la puterea din ATR)
	Compatibilitate baterii	$LiFePO_4$
	Montaj	Outdoor / în containere baterii
	Garanție	≥ 10 ani
Parametri electrici CA	Putere activă nominală CA	6731 kW
	Tensiune nominală CA	690/800 V
	Frecvență nominală	50 Hz
	Distorsiune armonică THDi	< 3%
	Randament maxim	≥ 98,5%
Parametri electrici CC	Domeniu tensiune DC	1000 – 1500 V
	Funcționare bidirecțională	Da
	Compatibilitate C-rate	0,25C – 1C
Funcții operaționale	Control putere activă/reactivă	Da
	Reglaj factor de putere	Da
	Peak shaving	Da
	Frequency regulation	Da
	Black start	Da
	Grid following	Da
	Integrare EMS	Da
	Integrare SCADA	Da
Protecții electrice	Protecție supratensiune	Da
	Protecție subtensiune	Da
	Protecție supracurent	Da
	Protecție scurtcircuit	Da
	Protecție anti-islanding	Da
	Protecție temperatură	Da
	Protecție polaritate inversă	Da
Comunicații și integrare	Protocol comunicații	Modbus TCP/IP
	Interfețe comunicații	Ethernet / RS485 / CAN
	Integrare SCADA	IEC 61850 / Modbus
	Monitorizare remote	Da
	Actualizare firmware remote	Da
Parametri mecanici și mediu	Grad de protecție	IP54 / IP55
	Metodă de răcire	Răcire cu aer
	Temperatură de funcționare	−30°C până la +55°C
	Umiditate relativă	0% – 95%
Conformitate și standarde	Standarde	CE

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi post de transformare

Caracteristică / specificație	Valoare / descriere pentru SF
Tip echipament principal	Posturi de transformare aferente sistemului BESS
Număr transformatoare	2 bucăți
Putere nominală transformator	4600 kVA / transformator
Putere totală instalată în transformatoare	9200 kVA
Amplasare transformatoare	În anvelope tehnice distincte
Tensiune primară	20 kV
Tensiune secundară	690/800 V
Compatibilitate secundar	Compatibil cu invertorul/PCS al sistemului de stocare
Nivel de racordare rezultat	20 kV
Echipament de conexiune MT	Celulă de linie în modulul de conexiune / postul de transformare aferent parcului fotovoltaic
Mediu de stingere/izolație celule MT	Alternativ non-SF_6
Răcire transformatoare	ONAN sau echivalent
Regim de funcționare	Funcționare continuă
Clasă de izolație	Conform SR EN 60076-3
Standard transformator	SR EN 60076
Pierderi admise	Încadrate în limitele normative pentru transformatoare de distribuție MT
Protecții termice	Releu termic și senzori PT100 pentru înfășurări
Protecție gaz	Protecție Buchholz pentru transformatoare în ulei
Protecție diferențială	Prevăzută unde este cazul
Protecții maximale de curent	Pe fiecare înfășurare

➢ **SCENARIUL 2**

Parametrii minimi sistem de baterii (25 MWh)

Categoria	Parametru	Valoare
Date generale	Tip sistem	Sistem de stocare energie în container (BESS)
	Tehnologie celule	*$LiNiMnCoO_2$(NMC)*
	Puterea nominala a stocarii	6,73 MW
	Capacitate nominală totală a ansamblului	25 MWh
	Randamentul global al ciclului de încărcare–descărcare (round-trip efficiency): η RT	0,85
	Cicluri incarcare/descarcare	≥ 4000
	Adâncime de descărcare utilizabilă (DoD)	0,8
	Garanție	>10 ani
Parametri electrici CA	Tensiune nominală CC	1000÷1500 V
Parametri mecanici containar	Capacitate energetică nominală container	≥ 5MWh
	Sistem detectie si stingere incendiu	DA
	Tip structura	Container
	Temperatură de funcționare	−30°C până la +55°C
	Umiditate relativă	0% – 100%
	Metodă de răcire	Răcire cu aer (HVAC)/ Racire cu lichid
	Grad de protecție	IP55
	Nivel anticoroziv	C5-Mediu
Comunicații și integrare	Protocol comunicații sistem	Modbus TCP
	Mod de comunicare	CAN / ETH / MBUS / RS485
	BMS integrat și interfață de comunicație cu EMS	DA
Cerințe de conformitate	Standard	Marcaj CE

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi Invertor

Categoria	Parametru	Valoare
Date generale	Tip echipament	PCS (Power Conversion System)
	Putere nominală	6,73 MW (limitare la puterea din ATR)
	Compatibilitate baterii	$LiFePO_4$
	Montaj	Outdoor / in containere baterii
	Garanție	≥ 10 ani
Parametri electrici CA	Putere activă nominală CA	6731 kW
	Tensiune nominală CA	690/800 V
	Frecvență nominală	50 Hz
	Distorsiune armonică THDi	< 3%
	Randament maxim	≥ 98,5%
Parametri electrici CC	Domeniu tensiune DC	1000 – 1500 V
	Funcționare bidirecțională	Da
	Compatibilitate C-rate	0,25C – 1C
Funcții operaționale	Control putere activă/reactivă	Da
	Reglaj factor de putere	Da
	Peak shaving	Da
	Frequency regulation	Da
	Black start	Da
	Grid following	Da
	Integrare EMS	Da
	Integrare SCADA	Da
Protecții electrice	Protecție supratensiune	Da
	Protecție subtensiune	Da
	Protecție supracurent	Da
	Protecție scurtcircuit	Da
	Protecție anti-islanding	Da
	Protecție temperatură	.Da
	Protecție polaritate inversă	Da
Comunicații și integrare	Protocol comunicații	Modbus TCP/IP
	Interfețe comunicații	Ethernet / RS485 / CAN
	Integrare SCADA	IEC 61850 / Modbus
	Monitorizare remote	Da
	Actualizare firmware remote	Da
Parametri mecanici și mediu	Grad de protecție	IP54 / IP55
	Metodă de răcire	Răcire cu aer
	Temperatură de funcționare	–30°C până la +55°C
	Umiditate relativă	0% – 95%
Conformitate și standarde	Standarde	CE

Specificații tehnice detaliate – Parametrii minimi post de transformare

Caracteristică / specificație	Valoare / descriere pentru SF
Tip echipament principal	Posturi de transformare aferente sistemului BESS
Număr transformatoare	2 bucăți
Putere nominală transformator	4600 kVA / transformator
Putere totală instalată în transformatoare	9200 kVA
Amplasare transformatoare	În anvelope tehnice distincte
Tensiune primară	20 kV
Tensiune secundară	690/800 V
Compatibilitate secundar	Compatibil cu invertorul/PCS al sistemului de stocare
Nivel de racordare rezultat	20 kV
Echipament de conexiune MT	Celulă de linie în modulul de conexiune / postul de transformare aferent parcului fotovoltaic
Mediu de stingere/izolație celule MT	Alternativ non-SF_6
Răcire transformatoare	ONAN sau echivalent
Regim de funcționare	Funcționare continuă
Clasă de izolație	Conform SR EN 60076-3
Standard transformator	SR EN 60076
Pierderi admise	Încadrate în limitele normative pentru transformatoare de distribuție MT
Protecții termice	Releu termic și senzori PT100 pentru înfășurări
Protecție gaz	Protecție Buchholz pentru transformatoare în ulei
Protecție diferențială	Prevăzută unde este cazul
Protecții maximale de curent	Pe fiecare înfășurare

ÎNTOCMIT
Asocierea SC Goodartofnoon SRL - SC Ceproinov Proiect SRL

Bogdan NEAGU

BENEFICIAR
UAT Reșița

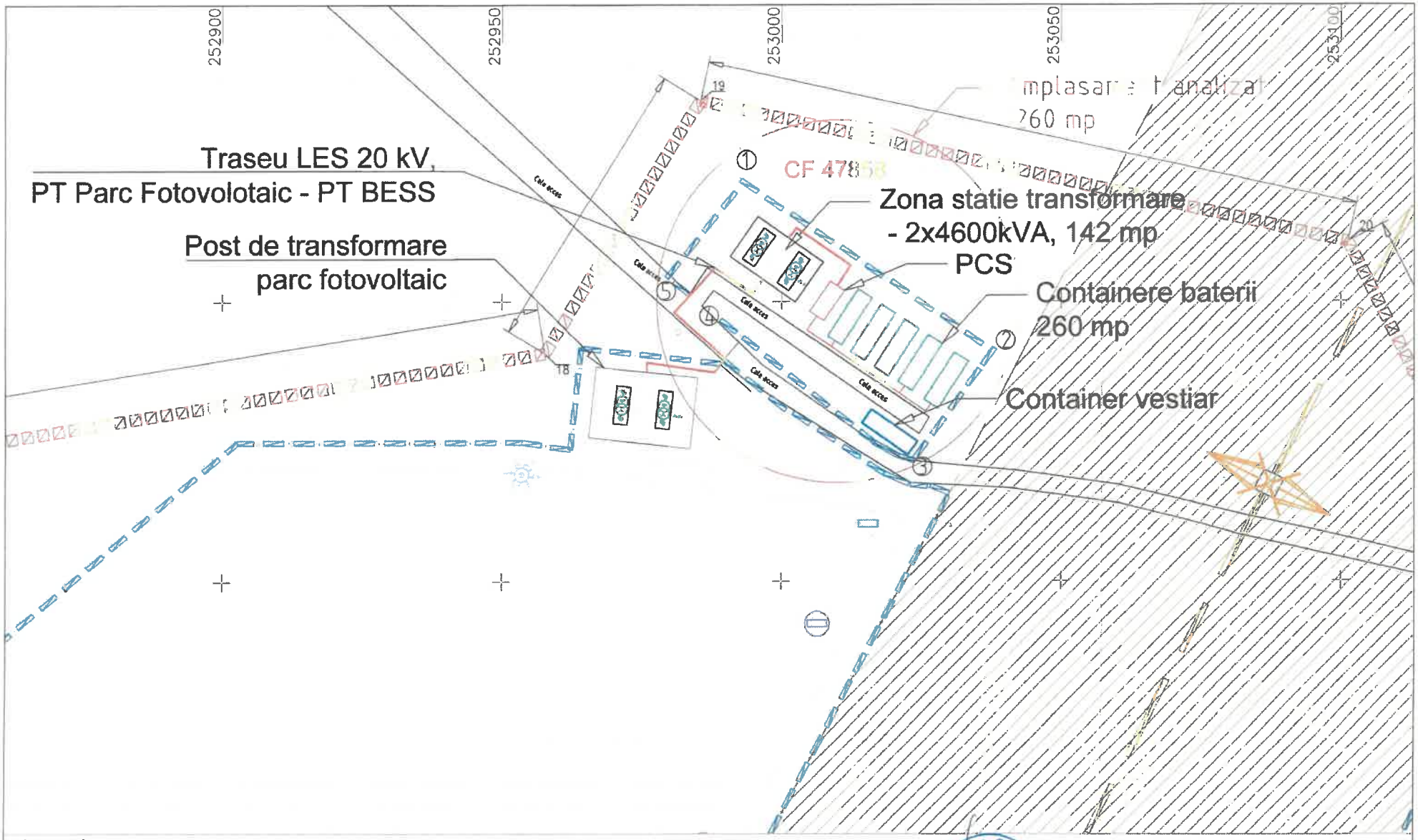
Reprezentant legal
Ioan POPA

B. PIESE DESENATE

E 1 – Plan de încadrare în zonă

E 2 – Plan de amplasament a sistemului de stocare

E 3 – Schemă monofilară



Legenda:

- Limita de proprietate teren
- Stalp LEA 110kV
- Imprejmuire teren
- Statie transformare
- Container modular baterii

Tabel coordonate		
Punct nr .1	X= 429919.8543	Y= 252993.2126
Punct nr .2	X= 429889.5139	Y= 253038.4408
Punct nr .3	X= 429870.1060	Y= 253024.1188
Punct nr .4	X= 429891.8416	Y= 252993.3333
Punct nr .5	X= 429902.4459	Y= 252980.0892

Asocierea SC Goodartofnoon SRL - SC [illegible] Proiect SRL
Adresa: Str. Curtea Domnească, Nr.6, Mun. Sucea[illegible]
E_mail: ceproinov@yahoo.com
Tel./Fax.: 0734 658 070

SPECIFICATIE	NUMELE	SEMNATURA
SEF PROIECT	Ing. Neagu Bogdan	
PROIECTAT	Ing. Apostol Diana	
DESENAT	Ing. Apostol Diana	

SCARA: 1:1000

DATA: 09.2026

Beneficiar: UAT Reșița
Amplasament:
Mun. Reșița, NC 47858, Jud. Caraș-Severin

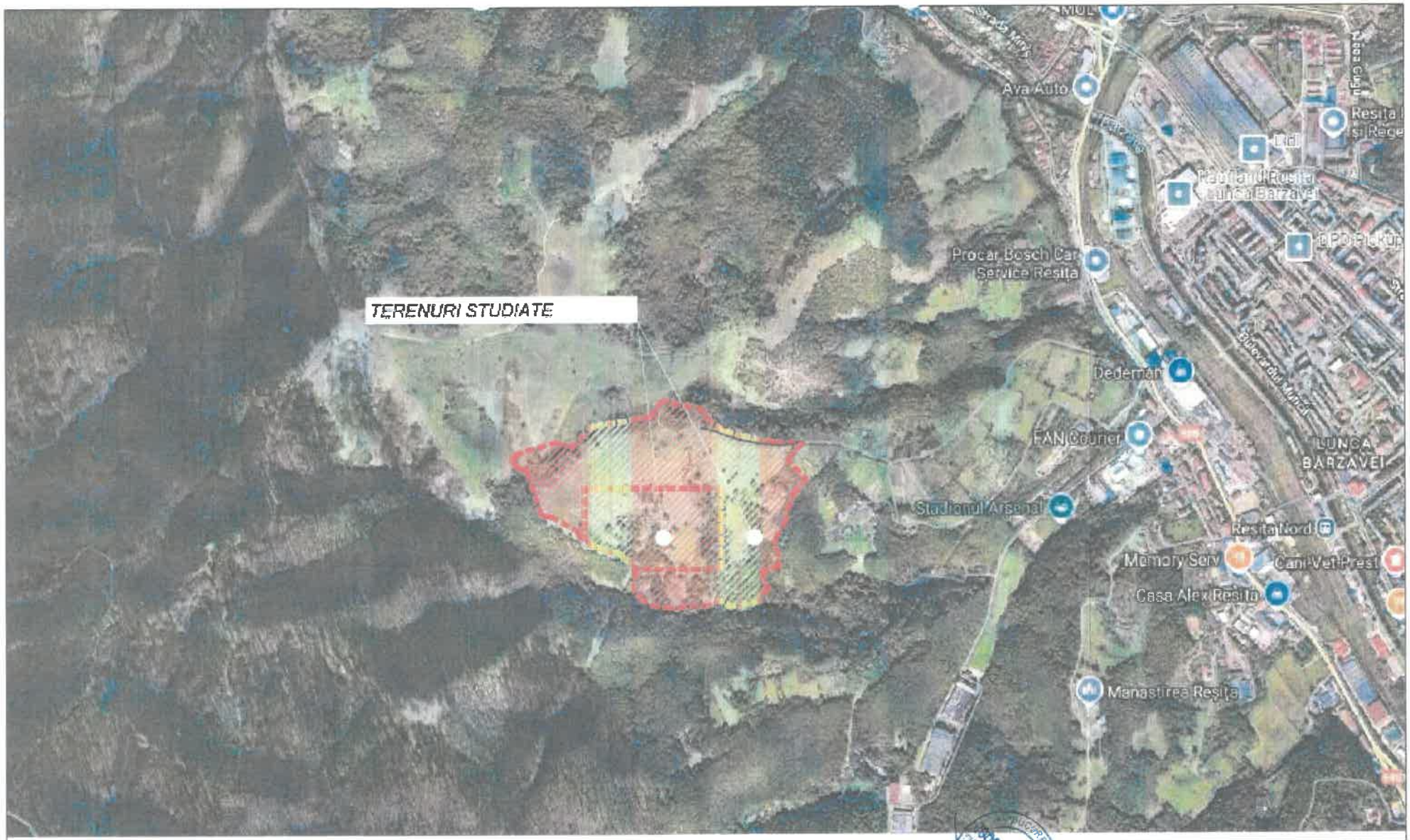
Pr. nr.: 34/2025

Titlu proiect: Capacități de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru mun. Reșița, jud. Caraș-Severin

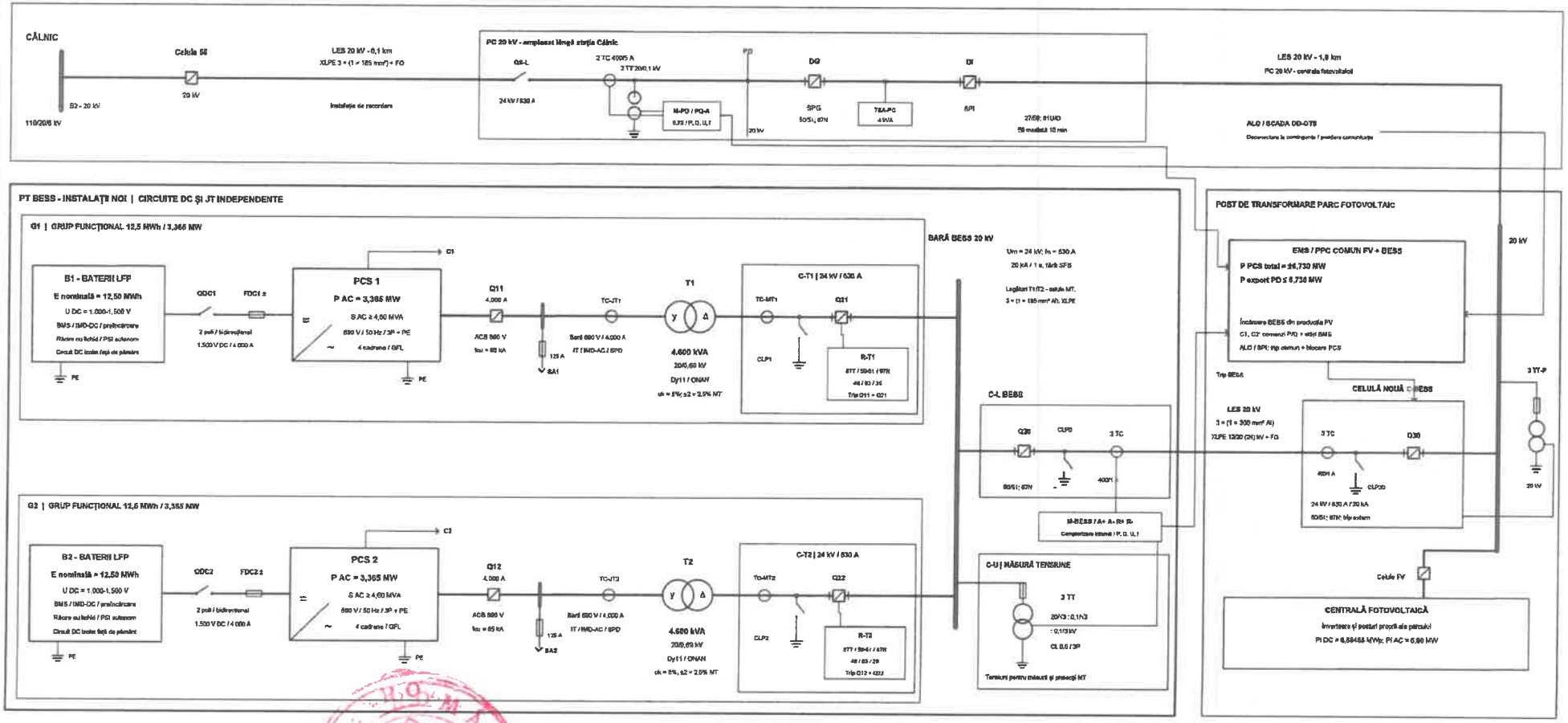
Faza: S.F.

Titlu Plansa:
Plan de amplasament proiectat

Plansa: E 2



Asocierea SC Goodartofnoon SRL - SC Cazzanov Proiect SRL Adresa: Str. Curtea Domnească, Nr.6, Mun. Suceava E_mail: ceproinov@yahoo.com Tel./Fax.: 0734 668 070				Beneficiar: UAT Reșița Amplasament: Mun. Reșița, NC 47858, Jud. Caraș-Severin	Pr. nr.: 34/2026
SPECIFICATIE	NUMELE	SEMNĂTURA	SCARA: 1:10000	Titlu Proiect: Capacități de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru mun. Reșița, jud. Caraș-Severin	Faza: S.F.
SEF PROIECT	Ing. Neagu Bogdan				
PROIECTAT	Ing. Apostol Diana		DATA: 09.2026	Titlu Plansa: Plan de incadrare in zona	Plansa: E 1
DESENAT	Ing. Apostol Diana				



PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ
MĂRUȚĂ COSMIN

CONTRASEMNEAZĂ
SECRETAR GENERAL
BUCUR LUCIAN CORNEL

Asocierea SC Goodartofnoon SRL - SC Ceprolnov Proiect SRL Adresa: Str. Curtea Domnească, Nr.6, Municipiul [illegible] E_mail: ceprolnov@yahoo.com Tel./Fax.: 0734 668 070				Beneficiar: UAT Reșița Amplasament: Mun. Reșița, NC 47858, Jud. Caraș-Severin	Pr. nr.: 34/2025
SPECIFICAȚIE	NUMELE	SEMNĂTURA	SCARA: 1:1000	Titlu proiect: Capacități de stocare a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie pentru mun. Reșița, Jud. Caraș-Severin	Faza: S.F.
SEF PROIECT	Ing. Neagu Bogdan				
PROIECTAT	Ing. Apostol Diana		DATA: 09.2026	Titlu Plansa: Schemă monofilară	Plansa: E 3
DESENAT	Ing. Apostol Diana				

Asocierea SC Goodartofnoon SRL - SC Ceproinov Proiect SRL
Ruxandra SOARE
Telefon: +40 758 954 595
E-mail: goodartofnoon1994@gmail.com