

STUDIU DE FEZABILITATE

întocmit în conformitate cu H.G. 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

PROIECT NR. SMT 198

CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC (MINICENTRALE DE PRODUȚIE ȘI CU CAPACITĂȚI DE STOCARE) NECESAR AUTOCONSUMULUI DIN COMUNA MITRENI, JUDEȚUL CĂLĂRAȘI

Adresa: COMUNA MITRENI, JUDEȚUL CĂLĂRAȘI

25.09.2026

Curs euro BCE: 1 EUR = 5,2765 RON din 25.09.2026

SERV & MANAGEMENT TELECOM SRL
ANRE 19613/2023 TIP E2; ANRE 19612/2023 TIP E1
RO41946112, J40/16125/2019
Str. ILIOARA, nr. 54, Sector 3, București
E-mail: office@servconsult.ro
Telefon: +40724001525



**Beneficiar: U.A.T. COMUNA MITRENI,
JUDEȚUL CĂLĂRAȘI**
**Sediu: Sat Mitreni, Str. Mușetelului nr. 188,
917175 Mitreni, Jud. Călărași**

Proiectant general:
S.C. SERV&MANAGEMENT TELECOM S.R.L.
Str. Ilioara, Nr. 54C, Sector 3, Municipiul
Bucuresti
Tel: 0727.809.051 / 0731.030.912
E-mail: office@servconsult.ro

Sursa de finanțare: Fondul pentru modernizare – Ministerul Energiei
Apelul „Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie solară, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entități publice”
Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei



CUPRINS

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

- 1.1. Denumirea obiectivului de investiții**
- 1.2. Ordonator principal de credite/investitor**
- 1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)**
- 1.4. Beneficiarul investiției**
- 1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate**

2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIȚII

- 2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză**
- 2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare**
- 2.3. Analiza situației existente și identificarea necesităților și a deficiențelor**
- 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**
- 2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice**

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARIU/OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

- 3.1. Particularități ale amplasamentului**
- 3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic**
- 3.3. Costurile estimative ale investiției**
- 3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor**
- 3.5. Grafice orientative de realizare a investiției**

4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPȚIUNI TEHNICO- ECONOMIC(E) PROPUSE



- 4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință**
- 4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice**
- 4.3. Situația utilităților și analiza de consum**
- 4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții**
- 4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții**
- 4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară**
- 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**
- 4.8. Analiza de senzitivitate**
- 4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor**
- 5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă)**
 - 5.1. Compararea scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor**
 - 5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e), recomandat(e)**
 - 5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)**
 - 5.4. Principali indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții**
 - 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**
 - 5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice**
 - 5.7. Analiza privind respectarea principiului DNSH**
 - 5.7.1. Cadrul de referință și metodologia de evaluare**



5.7.2. Partea 1 – Filtrarea obiectivelor de mediu

5.7.3. Partea 2 – Evaluarea de fond

5.7.4. Măsurile asumate pe fazele ciclului de viață

5.7.5. Documente justificative și termene de prezentare

5.7.6. Concluzia analizei DNSH

6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

7.2. Strategia de implementare: durata de implementare a obiectivului de investiții, durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare

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

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

7.5. Obligații specifice asumate prin Ghidul solicitantului

8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

ANEXE



LISTA DE SEMNATURI:

Proiectant structurist

Ing. Bianca SARBU/DRAGAN

Proiectant specialitate instalații electrice

Ing. Daniel-George BOGDAN

(Inginer autorizat ANRE - atestat ANRE tip IIA,IIB cu numărul 202211820)

Auditor energetic

Ing. Marian MELENTE

(Auditor energetic autorizat clasa I electroenergetic – autorizația Ministerului Energiei nr. 0174/24.10.2023)

Șef proiect

SERV & MANAGEMENT TELECOM SRL
ANRE 19613/2023 TIP E2; ANRE 19612/2023 TIP E1
RO41946112, J40/16125/2019
Str. ILIOARA, nr. 54, Sector 3, București
E-mail: office@servconsult.ro
Telefon: +40724001525



Ing. dipl. Cristian-Virgil IORGA

Manager de proiect

Ing. Anita IHOS

Proiectant specialitate

Ing. Cosmin-Gabriel VARODI

Piese Desenate

Ing. Cosmin-Gabriel VARODI



PIESE SCRISE

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

„Construire parc fotovoltaic (minicentrale de producție și cu capacități de stocare) necesar autoconsumului din comuna Mitreni, județul Călărași”

Denumirea obiectivului de investiții se va regăsi identic în Hotărârea Consiliului Local de aprobare a studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici, în cererea de finanțare și în devizul general.

1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR

Ordonatorul principal de credite și investitorul este COMUNA MITRENI, județul Călărași, prin Primar, în calitate de unitate administrativ-teritorială cu buget propriu, potrivit art. 21 alin. (2) din Legea nr. 500/2002 privind finanțele publice și art. 20 din Legea nr. 273/2006 privind finanțele publice locale.

1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR)

Nu este cazul. Investiția se realizează de către ordonatorul principal de credite, fără ordonatori de credite secundari sau terțiari.

1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI

Element de identificare	Conținut
Denumire	U.A.T. COMUNA MITRENI, JUDEȚUL CĂLĂRAȘI
Sediu	Sat Mitreni, Str. Mușețelului nr. 188, Comuna Mitreni, Județul Călărași, cod poștal 917175
Cod de identificare fiscală	3966290
Reprezentant legal	Ciprian-Constantin PANAIT – Primar
Telefon / Fax	0242 525 450 / 0242 525 450
E-mail / Web	contact@primariamitreni.ro; primariamitreni@yahoo.com / www.primariamitreni.ro
Categoria de solicitant (Ghid, secțiunea 1.4)	Unitate administrativ-teritorială

Tabelul 1.1 – Date de identificare ale beneficiarului

1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

Proiectant general:

S.C. SERV & MANAGEMENT TELECOM S.R.L.

Str. Ilioara nr. 54C, Sector 3, Municipiul București

CUI: RO41946112; Reg. Com. J2019016125405

Atestate A.N.R.E. nr. 19613/2023 tip E2 și nr. 19612/2023 tip E1

E-mail: office@servconsult.ro

Proiect nr. SMT 198

Data elaborării studiului de fezabilitate: 25/09/ 2026



Din echipa de elaborare a studiului de fezabilitate face parte personal autorizat de A.N.R.E. în domeniul proiectării instalațiilor electrice (ing. Daniel-George BOGDAN, atestat A.N.R.E. tip IIA, IIB nr. 202211820), conform cerinței din secțiunea 2.4 lit. s) și secțiunea 3.1.3 ale Ghidului solicitantului.

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 prezentul obiectiv de investiții nu a fost necesară întocmirea unui studiu de prefezabilitate.

2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare

Comuna Mitreni, județul Călărași, dorește să realizeze o capacitate nouă de producere a energiei electrice din sursă regenerabilă solară, cu capacitate de stocare integrată, destinată exclusiv acoperirii consumului propriu de energie electrică al obiectivelor publice ale comunei (autoconsum). Proiectul se propune spre finanțare prin Fondul pentru modernizare, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei, în cadrul apelului „Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie solară, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entități publice”, al cărui Ghid al solicitantului a fost aprobat prin Ordinul ministrului energiei nr. 1066/08.09.2026 și publicat la data de 11.09.2026.

Fondul pentru modernizare a fost instituit prin art. 10d din Directiva 2003/87/CE (Directiva ETS) și funcționează conform Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei. În România, cadrul instituțional și financiar de implementare este stabilit prin O.U.G. nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, cu modificările și completările ulterioare. Finanțarea se acordă nerambursabil, în procent de maximum 100% din cheltuielile eligibile, în limita a 10.000.000 euro pe beneficiar și a plafonului de 1.100.000 euro/MW instalat (proiect care include pompe de căldură), fără T.V.A., pentru proiectele care nu includ pompe de căldură.

Politici și strategii relevante

Proiectul este în acord cu următoarele documente strategice și acte normative de la nivel european și național:

- Pactul Ecologic European (European Green Deal) și Legea europeană a climei – Regulamentul (UE) 2021/1119, privind atingerea neutralității climatice până în anul 2050;
- Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (reformare), cu modificările aduse prin Directiva (UE) 2023/2413 (RED III);
- Planul REPowerEU și inițiativa emblematică „Accelerarea” (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă;
- Regulamentul (UE) 2020/852 privind instituirea unui cadru care să faciliteze investițiile durabile (Regulamentul privind taxonomia) și Regulamentul delegat (UE) 2021/2139 – principiul „a nu prejudicia în mod semnificativ” (DNSH);



- Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021–2030 (PNIESC), actualizat;
- Strategia Energetică a României 2025–2035, cu perspectiva anului 2050, aprobată prin H.G. nr. 1491/2024;
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, inclusiv prevederile privind autoconsumul și prosumatorii;
- Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Strategia de dezvoltare locală a Comunei Mitreni și Planul Urbanistic General al comunei.

Investițiile finanțate prin prezentul apel urmăresc, potrivit secțiunii 1.1 din Ghidul solicitantului: reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră generate de sectorul energetic; reducerea cheltuielilor publice cu energia electrică și eficientizarea bugetelor locale; creșterea independenței energetice a entităților publice și reducerea vulnerabilității la întreruperile temporare din rețea, prin capacitatea de stocare; creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie; decongestionarea Sistemului Electroenergetic Național (SEN) și creșterea adecvanței acestuia prin noi capacități de stocare a energiei produse din surse regenerabile.

Structuri instituționale și financiare

Autoritatea responsabilă pentru Programul-cheie 1 este Ministerul Energiei, iar depunerea, evaluarea, contractarea și implementarea proiectelor se realizează prin sistemul informatic al Agenției pentru Finanțarea Investițiilor Rurale (AFIR), la adresa <https://depunerepspac.afir.ro/>. Selecția se face după principiul „primul venit, primul evaluat, cu respectarea condițiilor din ghid”, depunerea cererilor de finanțare fiind deschisă în perioada 28.09.2026, ora 10:00 – 20.11.2026, ora 23:59, sau până la epuizarea bugetului de 500.000.000 euro. Investiția trebuie finalizată, instalată, conectată la rețea și pusă în funcțiune până la data de 31.12.2029.

România dispune de un potențial solar important, zona de sud a țării, în care se află comuna Mitreni, încadrându-se în intervalul cu cel mai ridicat nivel de radiație solară la nivel național. Prin utilizarea instalațiilor fotovoltaice dublate de capacități de stocare:

- se reduc emisiile de CO₂ și de alți poluanți generați de producerea energiei din combustibili fosili;
- se reduce dependența de importurile de combustibili fosili și de variațiile prețului energiei electrice;
- se diminuează dezechilibrele produse de funcționarea intermitentă a surselor regenerabile, contribuind la adecvanța și flexibilitatea SEN;
- se asigură dezvoltarea durabilă și coeziunea economică și socială a comunității locale.

2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA NECESITĂȚILOR ȘI A DEFICIENȚELOR

2.3.1. Prezentarea generală a Comunei Mitreni

Comuna Mitreni este situată în partea de vest a județului Călărași, în regiunea istorică Muntenia, pe malul stâng (estic) al râului Argeș, la aproximativ 12 km nord de municipiul Oltenița și la circa 60 km sud-est de municipiul București. Coordonatele geografice aproximative ale comunei sunt 44°10' latitudine nordică și 26°36' longitudine estică. Comuna este formată din satele Mitreni (reședința de comună), Valea Roșie și Clătești.



Comuna se învecinează la nord cu comuna Curcani, la sud-est cu comuna Ulmeni, la vest cu comuna Radovanu, la sud cu municipiul Oltenița și la sud-vest cu comuna Chirnogi. Teritoriul administrativ are o suprafață de circa 5.219 ha, din care aproximativ 575 ha pădure.

Comuna este traversată de drumul național DN4 (București – Oltenița), între satele Mitreni și Clătești, iar drumul comunal DC 79 traversează satele Mitreni și Valea Roșie. Pe teritoriul comunei se află și calea ferată București – Oltenița, cu halta de călători Valea Roșie.

Potrivit recensământului populației și locuințelor din anul 2021, comuna Mitreni are o populație de 3.730 de locuitori (1.830 bărbați și 1.900 femei), în scădere cu 593 de persoane (-13,72%) față de recensământul din anul 2011 (4.323 locuitori). Structura pe vârste indică o populație îmbătrânită, grupa de vârstă cea mai numeroasă fiind 50–59 de ani (15,95%). Economia locală este predominant agricolă (cultura plantelor și creșterea animalelor), pe teritoriul comunei funcționând circa 62 de societăți comerciale și persoane fizice autorizate.

Infrastructura publică a comunei cuprinde, printre altele: sediul Primăriei Comunei Mitreni; Școala Gimnazială nr. 1 Valea Roșie și Școala Gimnazială nr. 2 Mitreni; două grădinițe; căminul cultural și biblioteca comunală; Centrul Medical Clătești; rețeaua de iluminat public din cele trei sate; sistemul de alimentare cu apă; sistemele ITS/TIC.

Administrația locală a Comunei Mitreni are o experiență relevantă în atragerea și implementarea de fonduri guvernamentale și europene, având în derulare, printre altele, următoarele proiecte:

Nr. contract de finanțare	Denumirea proiectului
7325/19.01.2023	Reabilitare moderată a clădirii publice Centrul Medical Clătești în cadrul UAT Mitreni, jud. Călărași
145680/22.12.2022	Realizarea sistemului de management local – TIC
18251/13.02.2023	Instalare stații de încărcare în cadrul UAT Mitreni
9104/24.01.2023	Renovare moderată Școala Nr. 2 Mitreni
127099/10.11.2022	Elaborarea/actualizarea în format GIS a documentațiilor de amenajare a teritoriului și de planificare urbană UAT Mitreni, jud. Călărași
C10-I1.2-2895	Mobilitate urbană verde – ITS în cadrul UAT Mitreni
125837/08.11.2022	Transport verde în zona urbană Oltenița (în parteneriat cu UAT Municipiul Oltenița)

Tabelul 2.1 – Proiecte ale U.A.T. Comuna Mitreni finanțate din fonduri publice

Proiectele de renovare energetică a clădirilor publice și de digitalizare/mobilitate verde sunt complementare prezentului proiect: reducerea consumului specific al clădirilor, corelată cu producerea locală a energiei electrice din sursă regenerabilă și stocarea acesteia, maximizează efectul asupra cheltuielilor bugetului local cu energia și asupra emisiilor de gaze cu efect de seră. Prezentul proiect nu se suprapune cu niciunul dintre proiectele de mai sus și nu finanțează aceleași cheltuieli.

2.3.2. Situația existentă a alimentării cu energie electrică a obiectivelor publice

În prezent, obiectivele publice ale Comunei Mitreni sunt alimentate integral cu energie electrică din rețeaua de distribuție a operatorului Rețele Electrice Dobrogea S.A. (fostă E-Distribuție Dobrogea S.A.), pe baza contractelor de furnizare încheiate cu furnizorul PPC Energie S.A.. La nivelul comunei există trei instalații fotovoltaice mici, puse în funcțiune în august 2026, prin proiectele de renovare energetică: 9,3 kW la Școala Valea Roșie – corp str. Dudului, 3 kW la Școala nr. 2 Mitreni și 2 kW la Centrul Medical Clătești (14,3 kW în total, ≈ 18,3 MWh/an), în regim de autoconsum la locurile de consum respective; nu există capacități de stocare a energiei electrice. Instalațiile existente rămân contorizate distinct, iar producția lor a fost dedusă din consumul prognozat.



Conform auditului electroenergetic anexat (Anexa 4), consumul facturat al locurilor de consum declarate în proiect, determinat pe baza facturilor de energie electrică puse la dispoziție de beneficiar (iunie 2025 – mai 2026), este de 224.957 kWh/an. La acesta se adaugă consumurile noi documentate – pompele de căldură existente la unitățile de învățământ și la Centrul Medical, pompa de căldură propusă prin proiect la Grădinița Valea Roșie, sistemele ITS și TIC finalizate în august 2026 și stația de epurare cu cele 3 SPAU (în total 181.762 kWh/an) – și se deduce producția instalațiilor fotovoltaice existente (18.304 kWh/an). Rezultă un consum anual prognozat **C_{an} = 388.415 kWh/an**, cu o valoare medie de 32.368 kWh/lună. Defalcarea pe locuri de consum și pe luni este prezentată la cap. 3.2.3.2 și 4.5 și în auditul electroenergetic.

2.3.3. Necesități și deficiențe identificate

Principalele deficiențe ale situației existente sunt:

- dependența totală a obiectivelor publice de energia electrică preluată din rețea, produsă parțial din combustibili fosili, cu emisii de gaze cu efect de seră asociate;
 - cheltuielile ridicate și volatile ale bugetului local cu energia electrică, în contextul evoluției prețurilor de pe piața de energie și al eliminării treptate a schemelor de plafonare;
 - lipsa oricărei capacități proprii de producere și de stocare, ceea ce face ca obiectivele publice – inclusiv cele cu rol social și de siguranță (școli, grădinițe, centrul medical, primăria) – să fie vulnerabile la întreruperile temporare din rețeaua de distribuție;
- alimentarea iluminatului public – principalul consumator al comunei (≈ 84% din consumul facturat), cu funcționare exclusiv nocturnă – din 11 locuri de consum dispersate, ceea ce împiedică acoperirea lui din producție locală fără reorganizare în puncte de agregare cu stocare;
- nevalorificarea potențialului solar ridicat al zonei și a terenurilor/suprafețelor aflate în proprietatea publică a comunei;
 - decalajul orar dintre producția fotovoltaică (maximă între orele 10:00–16:00) și o parte însemnată a consumului obiectivelor publice (dimineata, seara, iluminatul public), care impune integrarea unei capacități de stocare pentru ca întreaga energie produsă să fie consumată local.

Abordarea proiectului a pornit de la următoarele premise:

- valorificarea surselor regenerabile de energie prin producerea și stocarea locală a energiei electrice, pentru autoconsumul public;
- reducerea facturii la energie electrică a U.A.T. Comuna Mitreni;
- decalarea în timp a utilizării energiei produse, către intervalele fără producție fotovoltaică, prin sistemul de stocare;
- participarea, prin realizări concrete, la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la protecția mediului, prin tehnologii nepoluante;
- existența unui amplasament în proprietatea publică a comunei, liber de sarcini, adecvat pentru realizarea investiției.



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

Cererea careia îi răspunde investiția este reprezentată de consumul propriu de energie electrică al obiectivelor publice ale comunei, în accepțiunea definiției autoconsumului din capitolul 9 al Ghidului solicitantului: consumul propriu de energie în domeniul public (iluminatul public, iluminatul în incinta unităților, consumul de energie electrică în clădirile publice în care nu se desfășoară activități economice – primărie, cămin cultural, grădinițe, unități de învățământ, unități medicale etc.).

Pentru a asigura îndeplinirea condiției de autoconsum de 100%, dimensionarea centralei fotovoltaice s-a realizat astfel încât producția anuală estimată ($P_{an} = 425.295 \text{ kWh/an}$) să nu depășească cu mai mult de 10% consumul anual de referință ($C_{an} = 388.415 \text{ kWh/an}$), rezultând un raport de dimensionare $R_{ac} = 1,095 \leq 1,10$, conform indicatorului AC.3 din Ghidul solicitantului.

În ceea ce privește evoluția cererii pe termen mediu și lung, se estimează menținerea consumului obiectivelor publice la nivelul actual, cu tendință de ușoară creștere, generată de: electrificarea treptată a unor consumuri (pompe de căldură pentru încălzire/climatizare, sistemele TIC și ITS), respectiv de extinderea și modernizarea iluminatului public. Efectul de reducere a consumului generat de renovarea energetică a clădirilor publice compensează parțial această creștere. În analiza de față, în mod prudent, s-a considerat consumul de referință constant pe perioada de analiză, fără a se recurge la supradimensionarea autoconsumului permisă de ghid numai pe baza unui audit electroenergetic.

Capacitatea sistemului de stocare s-a stabilit ținând seama de:

- condiția obligatorie privind puterea nominală a stocării, $P_{stoc} \geq P_{PV}$ ($R_P \geq 1,00$ – indicatorul AC.4);
- condiția obligatorie privind capacitatea nominală, $2 \text{ h} \times P_{PV} \leq E_{stoc} \leq 4 \text{ h} \times P_{PV}$ (indicatorul AC.5);
- profilul de consum al obiectivelor publice, respectiv necesarul de energie în intervalele fără producție fotovoltaică;
- limitarea puterii evacuate în rețea la maximum 400 kW per loc de producere, cu sistem de management dinamic al puterii;
- încadrarea în plafonul de 1.100.000 euro/MW instalat (proiect care include pompe de căldură), fără T.V.A.

2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE

Obiectivul general al proiectului constă în producerea energiei electrice din sursă regenerabilă solară pentru autoconsumul obiectivelor publice ale Comunei Mitreni, prin instalarea unei capacități noi de producere de 0,327 MW cu capacitate de stocare integrată de 0,708 MWh, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România prin PNIESC actualizat.

Obiectivele specifice ale proiectului sunt:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră prin înlocuirea energiei preluate din SEN, produsă parțial din surse fosile, cu energie produsă local din sursă solară;
- reducerea cheltuielilor bugetului local cu energia electrică pentru obiectivele publice, inclusiv pentru serviciul de iluminat public;



- creșterea independenței și securității energetice a obiectivelor publice, prin capacitatea proprie de producere și de stocare;
- creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în consumul final de energie și contribuția la adecvanța SEN, prin noi capacități de stocare;
- implicarea activă a autorității publice locale în valorificarea resurselor regenerabile de energie și în tranziția energetică.

Obiectivele de mai sus se concretizează în atingerea următorilor indicatori obligatorii la nivel de proiect (secțiunea 1.5 din Ghidul solicitantului):

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	U.M.
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară	0,327	MW
Indicatorul I.2	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră	250,29	echivalent tone CO ₂ /an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile de energie solară	425,295	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (20 ani)	8.505,900	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei electrice	14,87	%
Indicatorul I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei din surse regenerabile de energie solară	0,708	MWh
Indicatorul I.7	Capacitatea nou instalată pentru pompe de căldură (2 pompe de căldură aer-apă în cascadă, Grădinița Valea Roșie)	24	kW

Tabelul 2.2 – Indicatorii obligatorii de realizare/rezultat la nivel de proiect

Indicatorul I.2 a fost determinat conform formulei prevăzute în Ghidul solicitantului: $\Delta\text{CO}_2 = P_{\text{an}} \times \text{FE} = 425,295 \text{ MWh/an} \times 0,5885 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 250,29 \text{ tCO}_2/\text{an}$, unde $\text{FE} = 0,5885 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$ este factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile, conform raportului ANRE pentru anul 2023. Indicatorul I.4 s-a determinat ca produs între producția anuală și durata de analiză de 20 de ani, iar indicatorul I.5 ca raport între I.3 și produsul dintre I.1 și 8.760 h.

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARII/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

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)

Din punct de vedere geografic, comuna Mitreni se află în partea de vest a județului Călărași, în Câmpia Română, pe malul stâng al râului Argeș, în apropierea confluenței acestuia cu Dunărea. Sub aspect geomorfologic, teritoriul comunei este aproximativ plan și prezintă trei trepte morfologice: lunca (12–15 m altitudine), terasa (25–35 m altitudine) și câmpul propriu-zis (50–55 m altitudine).



Investiția se va amplasa pe trei amplasamente, pe terenuri aflate în proprietatea publică a comunei: PF1 – terenul de lângă sediul primăriei, sat Mitreni (CF 27654); PF2 – curtea Grădiniței Valea Roșie, str. Fagului nr. 646 (CF 28625); PF3 – curtea Centrului Medical Clătești, str. Argeșului nr. 227 (CF 25455), imobile aflate în proprietatea publică a Comunei Mitreni, cu următoarele date de identificare:

Element	Date
Carte funciară	CF 27654 (PF1), CF 28625 (PF2), CF 25455 (PF3) – U.A.T. Mitreni
Număr cadastral	27654; 28625; 25455
Adresa	PF1 – sat Mitreni, T 56, P 1256; PF2 – sat Valea Roșie, str. Fagului nr. 646, T 35, P 1109; PF3 – sat Clătești, str. Argeșului nr. 227
Regim	intravilan (toate amplasamentele)
Suprafață	22.916 mp
Categorie de folosință	PF1 – curți-construcții 345 mp + arabil 16.566 mp; PF2 – curți-construcții 2.948 mp; PF3 – curți-construcții 3.057 mp
Regim juridic	proprietate publică a Comunei Mitreni – domeniu public, dobândit prin lege, cotă 1/1 (toate cele trei imobile)
Sarcini	nu sunt înscrise sarcini în Partea a III-a a cărților funciare

Tabelul 3.1 – Datele de identificare ale imobilelor pe care se amplasează investiția

Datele se atestă prin extrasul de carte funciară pentru informare, valabil la data depunerii cererii de finanțare, anexat prezentei documentații. Dreptul de proprietate asupra imobilului este valabil pe o perioadă nelimitată, deci cel puțin 5 ani de la data previzionată pentru efectuarea plății finale, conform secțiunii 2.4 lit. o) din Ghidul solicitantului.

La stabilirea amplasamentului au fost utilizate, în principal, următoarele criterii:

- imobilul este în proprietatea publică a comunei, liber de sarcini și de litigii;
- suprafața disponibilă permite amplasarea modulelor fotovoltaice fără umbriri reciproce semnificative și a sistemului de stocare, cu respectarea distanțelor de siguranță;
- orientarea favorabilă și absența obstacolelor care să producă umbrire;
- proximitatea față de rețeaua electrică de distribuție și față de locurile de consum deservite;
- accesul facil pentru execuție și exploatare;
- decizia autorității locale de a realiza proiectul.

Concepția de amplasare – reorganizarea iluminatului public în puncte de agregare

Consumul de energie electrică al comunei este dominat de iluminatul public (≈ 190 MWh/an, circa 84% din consumul facturat), consum realizat integral pe timp de noapte și repartizat pe câte două circuite (locuri de consum) în fiecare dintre cele trei sate și pe contractele comunei 221432358, 09318134, 08032864, 04570030 și 10085910, încadrate în audit la iluminat public. Pentru ca energia produsă să fie consumată la locul de producere și pentru a valorifica sistemul de stocare exact în intervalul în care funcționează iluminatul, soluția propusă reorganizează alimentarea iluminatului public în două **puncte de agregare** (Mitreni și Clătești), în care se amplasează câte o centrală fotovoltaică cu stocare integrată:



- **Punctul 1 – Mitreni:** terenul pus la dispoziție lângă sediul primăriei (CF 27654, 16.911 mp);
- **Punctul 2 – Clătești:** terenul din curtea Centrului Medical Clătești (CF 25455, 3.057 mp);
- **Valea Roșie:** nu se realizează punct de agregare; circuitele de iluminat public rămân pe locurile de consum existente, iar consumul lor se include în C_an al centralei PF1 Mitreni.

În fiecare punct de agregare se realizează un tablou general de distribuție și comandă a iluminatului public (TD-IP), alimentat din centrala fotovoltaică, din sistemul de stocare și, în completare, din rețea, printr-un singur loc de consum și de producere (contor bidirecțional). Circuitele de iluminat public ale satului, alimentate în prezent din punctele de aprindere existente, se transferă pe TD-IP, astfel încât consumul acestora devine consum al locului de consum din punctul de agregare. Fiecare punct de agregare este un loc de producere distinct, cu putere evacuată de maximum 400 kW și management dinamic al puterii.

Punct de agregare	Teren	Carte funciară	Suprafață (mp)	Observații
1. Mitreni	Teren de lângă sediul primăriei	CF 27654 Mitreni	16.911	intravilan, împrejmuit parțial, domeniul public, fără sarcini; alăturat sediului primăriei (CF 27649, str. Mușetelului nr. 188)
2. Clătești	Curtea Centrului Medical Clătești	CF 25455 Mitreni	3.057	intravilan, împrejmuit, str. Argeșului nr. 227; construcție C1 – 286 mp la sol, curte liberă ≈ 2.770 mp
3. Valea Roșie (PF2 – fără agregarea IP)	Curtea Grădiniței Valea Roșie (PF2, montaj la sol în curte)	CF 28625 Mitreni	2.948	intravilan, împrejmuit, str. Fagului nr. 646; construcție C1 – 416 mp la sol; iluminatul public și școala Valea Roșie sunt preluate în C_an al PF1

Tabelul 3.1.a – Punctele de agregare propuse



Punct	Consumuri agregate	C_an (kWh/an)	1,10·C_an /HSP pe punct (kW)	P_PV propus (kW)	E_stoc: 2h·P_PV util – 4h·P_PV nominal (kWh)	Consum IP pe noapte în decembri e (kWh)
1. Mitreni	Iluminat public Mitreni – circuit 220691343 – 39.400 kWh; Iluminat public Mitreni – zona școlii, circuit 221234190 – 42.074 kWh; Sediul primăriei (POD 220691422) – 15.247 kWh; Școala nr. 2 Mitreni (POD 220691501) – consum facturat – 8.503 kWh; Grădinița Mitreni (POD 220691321) – consum facturat – 1.515 kWh; Iluminat public Valea Roșie – circuit 221234145 – 35.220 kWh; Iluminat public Valea Roșie – circuit 221284117 – 932 kWh; Școala Valea Roșie (POD 220691354) – consum facturat – 2.537 kWh; Școala nr. 2 Mitreni – pompe de căldură 3 × 16 kW (existente) – 28.136 kWh; Școala nr. 2 Mitreni – producție PV existentă 3 kW (dedusă) – - 3.840 kWh; Unități de învățământ – factura cumulată nov. 2025 (4 locuri de consum) – 2.052 kWh; Școala Valea Roșie, str. Dudului – pompă de căldură Clivet 30,1 kW (existentă) – 16.936 kWh; Școala Valea Roșie, str. Dudului – producție PV existentă 9,3 kW (dedusă) – -11.904 kWh; Sistem ITS (finalizat 08.2026) – 12.410 kWh; Sistem TIC – supraveghere video, contract pașal 10085910 (finalizat 08.2026) – 19.735 kWh; Stație de epurare Mitreni + 3 SPAU (contract 04570030) – consum prognozat la P_max 45,5 kW × ≈ 2.123 h – 96.582 kWh; Contracte PPC 04290318 (POD RO002E221432358) și 09318134 – e-Factura – 34.026 kWh	339.561	286,9	287,37	574,7 util – 1.149,5 nominal (propus 616,19 nominal / 585,38 util)	598
2. Clătești	Iluminat public Clătești – circuit 220691578 – 10.366 kWh; Iluminat public Clătești – circuit 220691589 – 16.872 kWh; Centrul Medical Clătești (POD 220691332) – consum facturat – 2.305 kWh; Centrul Medical – pompă de căldură, boiler, auxiliare (în funcțiune din 08.2026), net de PV existent 2 kW – 3.363 kWh; Loc de consum Clătești – contract e-Factura 08032864 – 771 kWh	33.677	28,3	19,57	39,1 util – 78,3 nominal (propus 46,08 nominal / 43,78 util)	106



Punct	Consumuri agregate	C_an (kWh/an)	1,10·C_an /HSP pe punct (kW)	P_PV propos (kW)	E_stoc: 2h·P_PV util – 4h·P_PV nominal (kWh)	Consum IP pe noapte în decembri e (kWh)
3. Valea Roșie (PF2 – fără agregarea IP)	Grădinița Valea Roșie – consum existent anualizat + pompe de căldură propuse 2 × 12 kW – 15.756 kWh	15.756	13,3	19,57	39,1 util – 78,3 nominal (propos 46,08 nominal / 43,78 util)	–
TOTAL		388.994		326,51		

Tabelul 3.1.b – Predimensionarea pe puncte de agregare

HSP – producția specifică din simularea PVGIS pentru fiecare amplasament: PF1 Mitreni 1.302,00 (PVGIS 6.0), PF3 Clătești 1.311,05 (PVGIS 6.0), PF2 Grădinița Valea Roșie 1.302,15 (PVGIS 6.0) kWh/kWp/an (rapoartele PVGIS anexate). Consumurile sunt cele facturate în perioada iunie 2025 – mai 2026, completate cu consumurile noi ale Centrului Medical și ale Grădiniței Valea Roșie. Criteriul de dimensionare: (1) condiția $R_{ac} \leq 1,10$ (AC.3) se verifică pe ansamblul proiectului, raportând producția anuală a celor trei centrale la consumul anual al tuturor locurilor de consum declarate ($425.295 / 388.415 = 1,095$), în regimul aplicabil autoconsumului entităților publice cu mai multe locuri de consum; centralele PF2 și PF3 se dimensionează fiecare la 19,57 kWp (38 de module, în limita de 20 kW, cu inverter hibrid de 20 kW), iar centrala PF1 se dimensionează la numărul maxim de șiruri de 18 module pentru care se respectă condiția AC.3 pe ansamblu; (2) puterea inverteoarelor în c.a. este cel puțin egală cu puterea modulelor, astfel încât P_{PV} (și plafulul ajutorului public de 1.100.000 euro/MW) să fie maxim; (3) stocarea se dimensionează în configurații comerciale, din module de baterii LFP de 14,33 kWh (51,2 V / 280 Ah), cu cel mai mic număr de module pentru care capacitatea utilă ($E_{util} = E_{nominal} \times DoD$, $DoD = 95\%$) asigură minimum $2 h \times P_{PV}$ (condiția AC.5, aplicată capacității utile), și cu $E_{nominal} \leq 4 h \times P_{PV}$; P_{stoc} se alege la cea mai mică treaptă standard $\geq P_{PV}$. Consumul pe noapte în decembrie arată gradul de acoperire a iluminatului public din capacitatea utilă; în lunile de iarnă gradul de încărcare a stocării este limitat de producția fotovoltaică redusă.

Consumurile care nu sunt legate fizic de punctele de agregare 2 și 3 – iluminatul public Valea Roșie, Școala nr. 2 Mitreni și Grădinița Mitreni, corpul de pe str. Dudului al Școlii Valea Roșie, stația de epurare cu cele 3 SPAU (consum prognozat $45,5 \text{ kW} \times \approx 2.123 \text{ h} = 96.582 \text{ kWh/an}$, conform ATR 08627902/2021 și memoriului tehnic Proinstal), sistemele ITS și TIC și contractele PPC 04290318 și 09318134 (facturate prin e-Factura, fără anexă pe loc de consum) – se includ în consumul anual C_{an} al centralei PF1 Mitreni, astfel încât întregul consum prognozat al perimetrului B (U.A.T. Comuna Mitreni și unitățile de învățământ) este acoperit de cele trei centrale.

Punctul de agregare 1 – Mitreni: dimensionarea centralei PF1

Centrala se amplasează la sol pe terenul pus la dispoziție de U.A.T. Comuna Mitreni lângă sediul primăriei (CF 27654 Mitreni, nr. cadastral 27654, 16.911 mp intravilan – 345 mp curți-construcții și 16.566 mp arabil, proprietate publică a comunei, dobândită prin lege, fără sarcini). Centrala PF1 preia consumul anual prognozat al tuturor locurilor de consum ale perimetrului B, cu excepția celor alocate centralelor PF2 (Grădinița Valea Roșie) și PF3 (Clătești), conform tabelului următor. Producția anuală s-a determinat prin simulare PVGIS 6.0 pentru terenul CF 27654 (44°09'52,78" N / 26°36'47,66" E; baza de date de radiație PVGIS-SARAH3, siliciu cristalin, montaj liber la sol, înclinare 30°, azimut 180° – Sud, pierderi de sistem 14%) care a condus la o producție specifică de 1.302,00 kWh/kWp/an (raportul PVGIS 6.0, anexat); pentru puterea instalată de 287,37 kWp rezultă 374.155 kWh/an.



Loc de consum / consumator	kWh/an	Sursa
Iluminat public Mitreni – circuit 220691343	39.400	facturi iun. 2025 – mai 2026
Iluminat public Mitreni – zona școlii, circuit 221234190	42.074	facturi
Sediul primăriei (POD 220691422)	15.247	facturi
Școala nr. 2 Mitreni (POD 220691501) – consum facturat	8.503	facturi
Grădinița Mitreni (POD 220691321) – consum facturat	1.515	facturi
Iluminat public Valea Roșie – circuit 221234145	35.220	facturi
Iluminat public Valea Roșie – circuit 221284117	932	facturi
Școala Valea Roșie (POD 220691354) – consum facturat	2.537	facturi
Școala nr. 2 Mitreni – pompe de căldură 3 × 16 kW (existente)	28.136	audit, tabelul 5.2
Școala nr. 2 Mitreni – producție PV existentă 3 kW (dedusă)	-3.840	3 kW × 1.280 h
Unități de învățământ – factura cumulată nov. 2025 (4 locuri de consum)	2.052	facturi
Școala Valea Roșie, str. Dudului – pompă de căldură Clivet 30,1 kW (existentă)	16.936	audit, tabelul 5.2
Școala Valea Roșie, str. Dudului – producție PV existentă 9,3 kW (dedusă)	-11.904	9,3 kW × 1.280 h
Sistem ITS (finalizat 08.2026)	12.410	SF ITS Mitreni
Sistem TIC – supraveghere video, contract paușal 10085910 (finalizat 08.2026)	19.735	SF TIC Mitreni (include 9.493 kWh facturați 02–04.2026)
Stație de epurare Mitreni + 3 SPAU (contract 04570030) – consum prognozat la P _{max} 45,5 kW × ≈ 2.123 h	96.582	ATR 08627902/2021 + memoriu tehnic Proinstal 21/2022 (include 784 kWh facturați)
Contracte PPC 04290318 (POD RO002E221432358) și 09318134 – e-Factura	34.026	facturi
TOTAL C_{an} PF1	339.561	audit electroenergetic, perimetrul B

Tabelul 3.1.c – Consumurile agregate la centrala PF1 Mitreni

Element	Valoare
Consum anual C _{an}	339.561 kWh/an (tabelul 3.1.c)
Module fotovoltaice	558 × 515 Wp (31 șiruri × 18 module), bifaciale monocristaline tip n, 1.961 × 1.134 mm – 287,37 kWp c.c. ; 15 mese 2V × 18 + 1 masă 2V × 9, pe 6 rânduri cu pasul ≈ 8,25 m, pe piloni metalici bătuți, 30°, orientare Sud; suprafață module ≈ 1.241 mp; câmp ≈ 64,5 × 44,7 m, din cei 16.911 mp disponibili
Invertoare	3 × inverter hibrid trifazat 100 kW, cu intrare pentru baterii de înaltă tensiune = 300 kW c.a. (≥ puterea modulelor, pentru ca P _{PV} să fie egal cu puterea în c.c.), cu sistem de management dinamic al puterii evacuate
Putere instalată P _{PV} (I.1)	min(300 kW; 287,37 kWp) = 287,37 kW (0,287 MW)
Producție anuală estimată P _{an}	287,37 kWp × 1.302,00 kWh/kWp (PVGIS 6.0) = 374.155 kWh/an (374,155 MWh/an)
Sistem de stocare	baterii LiFePO4 de înaltă tensiune, cuplate în c.c. la cele 3 invertoare hibride: 3 stack-uri (15 + 14 + 14 module) × 14,33 kWh = E_{stoc} = 616,19 kWh nominal / 585,38 kWh util (DoD 95%), P_{stoc} = 300 kW (3 × inverter hibrid 100 kW), în dulapuri de exterior pe platformă proprie pe teren



Element	Valoare
AC.3 $R_{ac} = P_{an} / C_{an}$	$374.155 / 339.561 = 1,102$ (informativ); condiția AC.3 se verifică pe ansamblul proiectului: $425.295 / 388.415 = 1,095 \leq 1,10$ – îndeplinit
AC.4 P_{stoc} / P_{PV}	$300 / 287,37 = 1,04 \geq 1$ – îndeplinit
AC.5 $2h \cdot P_{PV} \leq E_{stoc} \leq 4h \cdot P_{PV}$	$E_{util} = 585,38 \geq 2 h \times 287,37 = 574,7$ kWh; $E_{nominal} = 616,19 \leq 4 h \times 287,37 = 1.149,5$ kWh – îndeplinit (durata utilă 2,04 h)
Acoperirea consumului nocturn	consumul iluminatului public Mitreni + Valea Roșie (inclusiv contractele 221432358, 09318134 și 04570030) într-o noapte de decembrie ≈ 598 kWh → capacitatea utilă acoperă $\approx 98\%$ (la încărcare completă); diferența se preia din rețea
I.2 Reducerea emisiilor GES	$374,155 \text{ MWh} \times 0,5885 = 220,19 \text{ tCO}_2/\text{an}$
Lucrări conexe	împrejmuire perimetrală a incintei tehnice ($\approx 72 \times 62$ m, ≈ 268 m împrejmuire din panouri bordurate din plasă sudată zincată și plastifiată, h min. 2,0 m, poartă auto 5 m + poartă pietonală), sistem CCTV (5 camere IP integrate în sistemul CCTV existent din sediul primăriei, prin fibră optică; switch PoE cu SFP și UPS în dulap de exterior dedicat) și iluminat de securitate LED (4 proiectoare $\times 50$ W pe 4 stâlpi de colț, comuni cu camerele) – cap. 5.3 c.5 – c.7

Tabelul 3.1.d – Dimensionarea centralei PF1 Mitreni

Terenul are o formă neregulată, cu laturi orientate la $\approx 55^\circ / 145^\circ$ față de Nord; mesele se dispun cu orientare Sud, iar zona ocupată (câmp PV $\approx 64,5 \times 44,7$ m; incinta împrejmuată $\approx 72 \times 62$ m, ≈ 4.464 mp) se stabilește prin planul de situație, cu păstrarea distanțelor față de sediul primăriei și de limitele de proprietate. Sistemul de stocare se amplasează în exteriorul clădirilor (sediul primăriei este încălzit cu o centrală pe lemne), în dulapuri certificate IEC 62619 / IEC 62933, pe fundație proprie, cu distanțe de siguranță, împrejmuire și acces pentru intervenție. Consumul locurilor de consum care nu sunt racordate fizic la PF1 se acoperă în regimul aplicabil autoconsumului entităților publice cu mai multe locuri de consum.

Punctul de agregare 2 – Clătești: dimensionarea centralei PF3

Conform auditului electroenergetic, consumul anual prognozat al punctului de agregare Clătești este de 33.677 kWh/an, din care iluminatul public reprezintă circa 83%. Centrala se amplasează la sol, în curtea Centrului Medical Clătești (CF 25455, 3.057 mp, curte liberă ≈ 2.770 mp), iar sistemul de stocare se amplasează în exteriorul clădirii, pe fundație proprie, la peretele exterior izolat, fără acces public. Producția specifică s-a determinat prin simulare PVGIS 6.0 pentru terenul din curtea Centrului Medical Clătești ($44^\circ 08' 34,66''$ N / $26^\circ 35' 54,43''$ E; baza de date PVGIS-SARAH3, siliciu cristalin, montaj liber la sol, 30° , azimut 180° – Sud, pierderi 14%): 25.657 kWh/an pentru 19,57 kWp, respectiv 1.311,05 kWh/kWp/an (Raport PVGIS PF3, anexat). Puterea centralei se limitează la 20 kW (invertor hibrid de 20 kW).

Element	Valoare
Consum anual prognozat C_{an}	iluminat public 27.238 + Centrul Medical 2.305 + consum nou 5.923 – PV existent 2.560 + contract 08032864 (Clătești) 771 = 33.677 kWh/an
Module fotovoltaice	38×515 Wp, bifaciale monocristaline tip n – 19,57 kWp c.c.; 1 masă $2V \times 19$, cu latura lungă pe direcția Est – Vest, pe piloni metalici bătuți, 30° , orientare Sud; 4 șiruri ($10 + 10 + 9 + 9$ module); suprafață module ≈ 85 mp, câmp $\approx 21,9 \times 3,4$ m, amprentă $\approx 25 \times 8$ m (≈ 200 mp)
Invertor	1 $\times$ invertor hibrid trifazat 20 kW c.a. ($\geq$ puterea modulelor, pentru ca P_{PV} să fie egal cu puterea în c.c.), cu management dinamic al puterii evacuate
Putere instalată P_{PV} (I.1)	$\min(20 \text{ kW}; 19,57 \text{ kWp}) = 19,57 \text{ kW}$ (0,020 MW)
Producție anuală estimată P_{an}	$19,57 \text{ kWp}$ – simulare PVGIS 6.0 = 25.657 kWh/an (1.311,05 kWh/kWp; 25,657 MWh/an)



Element	Valoare
Sistem de stocare	baterii LiFePO4 de înaltă tensiune: 9 module $\times$ 5,12 kWh (51,2 V / 100 Ah) = E_stoc = 46,08 kWh nominal / 43,78 kWh util (DoD 95%), P_stoc = 20 kW (invertorul hibrid), amplasate în exteriorul clădirii, la peretele izolat, în dulap de exterior pe fundație proprie, fără acces public
AC.3 $R_{ac} = P_{an} / C_{an}$	25.657 / 33.677 = 0,762 $\leq$ 1,10 – îndeplinit
AC.4 P_{stoc} / P_{PV}	20 / 19,57 = 1,02 $\geq$ 1 – îndeplinit
AC.5 $2h \cdot P_{PV} \leq E_{stoc} \leq 4h \cdot P_{PV}$	$E_{util} = 43,78 \geq 2 h \times 19,57 = 39,14$ kWh; $E_{nominal} = 46,08 \leq 4 h \times 19,57 = 78,28$ kWh – îndeplinit (durata utilă 2,24 h)
Acoperirea consumului nocturn	consumul iluminatului public (inclusiv contractul 08032864) într-o noapte de decembrie $\approx$ 106 kWh $\rightarrow$ capacitatea utilă acoperă $\approx$ 41% (la încărcare completă); diferența se preia din rețea
I.2 Reducerea emisiilor GES	25,657 MWh $\times$ 0,5885 = 15,10 tCO₂/an

Tabelul 3.1.e – Dimensionarea centralei PF3 Clătești

Instalația fotovoltaică existentă de 2 kW de pe clădire rămâne contorizată distinct, conform secțiunii 1.3.2 din Ghidul solicitantului.

Condiții pentru amplasarea stocării. Bateriile se amplasează în exteriorul clădirii Centrului Medical, pe fundație proprie, la peretele exterior izolat, fără acces public, cu respectarea următoarelor condiții:

- echipamente în execuție de exterior (dulap/cabinet outdoor, grad de protecție min. IP55), amplasate pe fundație proprie, la baza peretelui exterior izolat, pe o latură a clădirii fără uși, ferestre sau căi de evacuare în imediata vecinătate și fără acces public, cu delimitare și marcaj de avertizare;
 - respectarea distanțelor de siguranță față de golurile clădirii, de centrala termică pe peleți și de depozitul de combustibil solid, precum și față de materialele combustibile, conform cerințelor producătorului, P118-1/2025 și IEC 62933-5-2;
 - condiții de ventilație naturală a spațiului din jurul dulapurilor, protecție împotriva radiației solare directe (amplasare pe latura umbrită sau copertină) și management termic integrat (climatizare/încălzire), pentru temperatura de lucru a celulelor;
- fundație / platformă proprie dimensionată la masa bateriilor și a dulapului ($\approx$ 450 kg pentru 46,08 kWh LFP: 9 module, BMS și soclu; înălțimea stack-ului $\approx$ 1,43 m) și protecția mecanică împotriva impactului;
- sisteme LFP certificate IEC 62619 / IEC 62040, cu BMS, protecții c.c., buton de oprire de urgență, detecție de fum și marcaj de avertizare, conform cerințelor producătorului și IEC 62933-5-2;
 - traseu de cabluri c.c. / c.a. cât mai scurt între câmpul fotovoltaic, invertorul hibrid (montat pe fațadă, lângă baterii) și tabloul general TD-IP din care se alimentează circuitele de iluminat public ale satului Clătești.

Valea Roșie – centrala PF2

În satul Valea Roșie nu se realizează un punct de agregare a iluminatului public. Curtea Grădiniței Valea Roșie (CF 28625) este afectată numai centralei proprii PF2 (montaj la sol în curte: 38 de module $\times$ 515 Wp = 19,57 kWp pe o masă 2V $\times$ 19, 4 șiruri de 10 + 10 + 9 + 9 module; invertor hibrid trifazat de 20 kW cu baterii LFP de înaltă tensiune, 9 module $\times$ 5,12 kWh = 46,08 kWh nominal / 43,78 kWh util, P_stoc = 20 kW; producție 19,57 kWp $\times$ 1.302,15 kWh/kWp = 25.483 kWh/an; incintă $\approx$ 25 $\times$ 8 m, $\approx$ 200 mp, în afara spațiului de joacă, cu împrejmuire de protecție). Circuitele de iluminat public (221234145, 221284117) rămân pe locurile de consum



existente, iar consumul lor, împreună cu cel al corpului de pe str. Dudului al Școlii Valea Roșie, se include în C_an al centralei PF1 Mitreni, în regimul aplicabil autoconsumului entităților publice cu mai multe locuri de consum.

Reorganizarea iluminatului public

Prin proiect, U.A.T. Comuna Mitreni își propune reorganizarea traseelor rețelei de iluminat public și a punctelor de aprindere, astfel încât circuitele de iluminat public să fie alimentate din punctele de agregare în care se amplasează centralele fotovoltaice cu stocare (PF1 Mitreni și PF3 Clătești). Reorganizarea urmărește:

- gruparea circuitelor de iluminat public pe un număr redus de puncte de aprindere, corelate cu punctele de agregare;
- alimentarea circuitelor din tabloul general al punctului de agregare, cu comandă integrată în sistemul de management energetic (EMS) al centralei, astfel încât energia stocată ziua să fie utilizată noaptea pentru iluminatul public;
- contorizarea distinctă a consumului iluminatului public și a fluxurilor de energie ale centralei.

Soluția tehnică detaliată a reorganizării – configurația traseelor, amplasarea punctelor de aprindere, etapizarea lucrărilor și modificările necesare ale locurilor de consum existente – se stabilește la fazele următoare de proiectare, pe baza releveelor rețelei de iluminat public și cu acordul operatorului de distribuție.

b) Relații cu zonele învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile

Amplasamente: PF1 – alăturat sediului primăriei, în centrul satului Mitreni; PF2 și PF3 – în curțile clădirilor publice din Valea Roșie și Clătești. Accesul se realizează din DN 4 și de pe străzile comunale existente, fără a fi necesare lucrări de amenajare a unor drumuri noi.

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

Mesele fotovoltaice se orientează spre Sud (azimut 180° în convenția PVGIS 6.0), cu unghi de înclinare de 30°, iar distanța dintre rânduri se stabilește astfel încât să se evite umbrirea reciprocă la solstițiul de iarnă, între orele 10:00 și 14:00. Sistemul de stocare se amplasează în apropierea tabloului general de joasă tensiune și a punctului de racordare, astfel încât lungimea traseelor de cabluri să fie minimă, cu respectarea distanțelor de siguranță și a cerințelor de ventilație ale producătorului.

d) Surse de poluare existente în zonă

În zonă nu există surse de poluare semnificative. Singurele surse sunt traficul rutier pe DN4 și pe drumurile comunale și activitățile agricole, cu impact redus asupra amplasamentului. Depunerile de praf pe suprafața modulelor sunt luate în calcul prin pierderile de murdărire (soiling) din simularea de producție.

e) Date climatice și particularități de relief

Obiectivul este amplasat într-o zonă de câmpie, cu relief plan. Clima este temperat-continentală, cu influențe de ariditate specifice sudului Câmpiei Române: veri calde și secetoase, ierni relativ reci, cu precipitații reduse și cu un număr ridicat de ore de strălucire a soarelui. Caracteristicile de amplasament relevante pentru proiectare sunt următoarele:

Parametru	Valoare
Zonă seismică (P100-1/2013) – accelerația terenului pentru proiectare a_g	0,25 g (IMR = 225 ani)
Perioada de colț T_C	1,0 s



Parametru	Valoare
Sursă seismică predominantă	sursa subcrustală Vrancea
Încărcarea din zăpadă (CR 1-1-3/2012) – s _{0,k}	2,0 kN/m ²
Încărcarea din vânt (CR 1-1-4/2012) – presiunea de referință q _b	0,50 kPa
Adâncimea de îngheț (STAS 6054-77)	0,80 – 0,90 m
Temperatura medie anuală	cca. 11 °C
Precipitații medii anuale	cca. 500 – 600 mm/an
Iradiația globală anuală pe plan înclinat (30°, PVGIS 6.0)	1.670 kWh/m ² /an (PF1, PF2); 1.682 kWh/m ² /an (PF3)
Unitate geomorfologică	Câmpia Română – subunitatea Câmpiei Burnasului/Mostiștei, la contactul cu lunca Argeșului și a Dunării
Risc geotehnic (NP 074/2022)	redus – categoria geotehnică 1

Tabelul 3.2 – Caracteristici de amplasament

f) Existența unor:

- rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare – nu este cazul;
- posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată – nu este cazul;
- condiționări specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție – nu este cazul; amplasamentele nu se află în arii naturale protejate, în situri Natura 2000 (ROSPA0038 Dunăre – Oltenița, ROSCI0131 Oltenița – Mostiștea – Chiciu) sau în zonele de protecție ale acestora;
- 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

Amplasamentul este situat într-o zonă plană, de câmpie, fără risc de alunecări de teren. Riscul de inundații la amplasamente este scăzut. Conform normativului NP 074/2022 privind documentațiile geotehnice pentru construcții, amplasamentul se încadrează preliminar la risc geotehnic redus. Datele privind natura terenului de fundare, presiunea convențională și nivelul apei subterane se vor stabili prin studiul geotehnic elaborat la faza de proiect tehnic.

3.2. DESCRIEREA DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, CONSTRUCTIV, FUNCȚIONAL-ARHITECTURAL ȘI TEHNOLOGIC

3.2.1. Date tehnico-funcționale generale

a) Caracteristici – specificații tehnice (comune ambelor scenarii)

- Module fotovoltaice: 634 buc. × 515 Wp, tip siliciu monocristalin, 515 Wp – putere instalată în curent continuu 326,51 kWp;
- Invertoare: 3 × 100 kW invertoare hibride HV (PF1) + 1 × 20 kW invertor hibrid HV (PF2) + 1 × 20 kW invertor hibrid HV (PF3) – putere instalată în curent alternativ 340,00 kW;



- Puterea instalată eligibilă a centralei ($P_{PV} = \min(\Sigma P_{invertoare}; \Sigma P_{module})$): 326,51 kW, respectiv I.1 = 0,327 MW;
 - Structura de susținere: mese fixe în configurație 2V (două rânduri de module dispuse vertical), pe piloni metalici bătuți, orientare Sud (azimut 180° în PVGIS 6.0), înclinare 30°;
- Sistem de stocare: putere nominală $P_{stoc} = 340,00$ kW, capacitate nominală $E_{stoc} = 708,35$ kWh, tehnologie litium-fier-fosfat (LFP);
- Producția anuală estimată: $P_{an} = 425.295$ kWh/an (425,295 MWh/an);
 - Pompe de căldură: 2 × pompă de căldură aer-apă monobloc 12 kW în cascadă (R290, SCOP 3,57) la Grădinița Valea Roșie, în regim bivalent-paralel cu centrala pe lemne existentă – capacitate nou instalată I.7 = 24 kW;
- Putere pentru evacuare în rețea: maximum puterea nominală a invertoarelor – PF1 300 kW, PF2 20 kW, PF3 20 kW (≤ 400 kW per loc de producere), cu sistem de management dinamic al puterii;
- Racordare: în instalația de utilizare a beneficiarului, la 0,4 kV, în spatele contorului, operator de distribuție Rețele Electrice Dobrogea S.A. (fostă E-Distribuție Dobrogea S.A.).

Conform notei de la indicatorul I.1 din Ghidul solicitantului, capacitatea nou instalată se determină prin însumarea puterii nominale a invertoarelor (puterea în curent alternativ); dacă puterea invertoarelor este mai mare decât puterea instalată în panouri, se utilizează valoarea cea mai mică dintre cele două, la calculul indicatorului și al grantului solicitat.

b) Procesul tehnologic

Procesul tehnologic al unei centrale fotovoltaice cu stocare integrată presupune captarea radiației solare de către module, conversia acesteia în curent continuu, transformarea în curent alternativ de către invertoare și direcționarea energiei, prin sistemul de management energetic, fie către consumul instantaneu al obiectivelor publice, fie către sistemul de stocare, pentru a fi restituită ulterior în intervalele fără producție. Etapele procesului sunt:

- **Generarea** – modulele fotovoltaice, formate din celule semiconductoare, convertesc radiația solară în curent electric continuu (efectul fotovoltaic);
- **Conversia** – invertoarele transformă curentul continuu în curent alternativ trifazat 0,4 kV/50 Hz, sincronizat cu rețeaua, urmărind permanent punctul de putere maximă (MPPT);
- **Autoconsumul direct** – energia produsă acoperă cu prioritate consumul instantaneu al locurilor de consum;
- **Stocarea** – surplusul de producție față de consumul instantaneu încarcă sistemul de stocare, direct pe magistrala de curent continuu a invertoarelor hibride;
- **Restituirea** – în intervalele fără producție sau cu producție insuficientă (dimineața, seara, noaptea, zile cu nebulozitate), sistemul de stocare descarcă energia acumulată către consumatori;



- **Limitarea injecției** – sistemul de management dinamic al puterii monitorizează în timp real fluxurile din punctul de delimitare și plafonează automat injecția în rețea la valoarea aprobată (maximum 400 kW), în momentele în care producția depășește suma dintre autoconsumul instantaneu și capacitatea de absorbție a stocării;
- **Monitorizarea** – sistemul de management energetic (EMS) și contorizarea distinctă evidențiază separat producția, energia încărcată/descărcată din stocare, consumul din rețea și, după caz, injecția în rețea.

c) Legislație și normative tehnice aplicabile

- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată;
- Ordinul A.N.R.E. nr. 59/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, cu modificările ulterioare;
- Ordinul A.N.R.E. nr. 208/2018 privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare, cu modificările ulterioare;
- Ordinul A.N.R.E. nr. 228/2018 privind condițiile tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public;
- Codul tehnic al rețelei electrice de distribuție;
- O.U.G. nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul A.N.R.E. nr. 15/2022 privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor;
- Ordinul A.N.R.E. nr. 239/2019 – Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice;
- I7/2011 – Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor;
- NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- SR EN IEC 61215, SR EN IEC 61730 – module fotovoltaice: calificarea proiectului și siguranță;
- SR EN 62109-1/-2 – siguranța convertoarelor de putere utilizate în sistemele fotovoltaice;
- SR EN 50549-1/-2 – cerințe pentru centralele de generare racordate în paralel cu rețelele de distribuție;
- SR EN 50160 – caracteristici ale tensiunii furnizate de rețelele publice de distribuție;
- SR EN 61000-6-2 și SR EN 61000-6-4 – compatibilitate electromagnetică;



- IEC 62446-1 – documentație, încercări de punere în funcțiune și inspecție a sistemelor fotovoltaice;
- SR EN IEC 62619, IEC 62620, UN 38.3, IEC 62933 – acumulatori litiu-ion și sisteme de stocare a energiei;
- SR EN 62305 și I7/2011 – protecția împotriva trăsnetului; STAS 12604 – protecția împotriva electrocutărilor; 1.RE-IP 30/2004 – îndreptar de proiectare și executare a instalațiilor de legare la pământ;
- PE 009/93 – norme de prevenire și stingere a incendiilor pentru producerea, transportul și distribuția energiei electrice;
- P100-1/2013, CR 1-1-3/2012, CR 1-1-4/2012, CR 0-2012 – acțiuni asupra construcțiilor.

3.2.2. Descrierea scenariilor tehnico-economice

În cadrul prezentei documentații au fost identificate și analizate două scenarii tehnico-economice de realizare a obiectivului de investiții. Pentru ca scenariile să fie comparabile, acestea au aceeași capacitate de producție, aceeași capacitate nominală de stocare și, implicit, aceiași indicatori, diferența constând în arhitectura de integrare a sistemului de stocare la centrala PF1 Mitreni (PF2 și PF3 utilizează în ambele scenarii invertori hibride).

Scenariul 1 – Stocare cuplată în curent continuu, prin invertori hibride (DC-coupled), la toate cele trei centrale

La toate cele trei centrale, conversia producției fotovoltaice și încărcarea/descărcarea bateriilor se realizează prin invertori hibride trifazate, la care bateriile LFP se conectează pe magistrala de curent continuu:

- **PF1 Mitreni** (558 module $\times$ 515 Wp = 287,37 kWp): 3 invertori hibride trifazate de 100 kW, cu intrare pentru baterii de înaltă tensiune, fiecare cu câte un stack de baterii LFP (15 + 14 + 14 module $\times$ 14,33 kWh); total 300 kW / 616,19 kWh nominal (585,38 kWh util), în dulapuri de exterior, pe o platformă din beton, în incinta centralei;
- **PF2 Grădinița Valea Roșie** (38 module = 19,57 kWp): 1 inverter hibrid trifazat de 20 kW, cu baterii LFP de înaltă tensiune, 9 module $\times$ 5,12 kWh = 46,08 kWh nominal (43,78 kWh util), în dulap de exterior lângă câmpul fotovoltaic;
- **PF3 Clătești** (38 module = 19,57 kWp): 1 inverter hibrid trifazat de 20 kW, cu baterii LFP de înaltă tensiune, 9 module $\times$ 5,12 kWh = 46,08 kWh nominal (43,78 kWh util), în dulap de exterior la peretele izolat al clădirii, pe fundație proprie.

Capacitatea totală de stocare este de 708,35 kWh nominal, iar puterea totală de 340,00 kW. Cu un singur echipament de conversie pe fiecare ramură se reduc numărul de echipamente, pierderile de conversie la încărcarea bateriilor și costul investiției. Fiecare loc de producere are propriul controler EMS, care asigură limitarea dinamică a injecției și blocarea încărcării din rețea.

Scenariul 2 – Soluție mixtă: stocare cuplată în curent alternativ (AC-coupled) la PF1 Mitreni și invertori hibride (DC-coupled) la PF2 și PF3

Centralele au aceeași putere instalată și aceeași capacitate de stocare (708,35 kWh), dar la centrala PF1 conversia producției se realizează prin 3 invertori de rețea de 100 kW, iar stocarea de 616,19 kWh se cuplează pe partea de curent alternativ, prin convertori bidirecționali (PCS) dedicate de 3 $\times$ 100 kW, integrate în



dulapuri de stocare de exterior; PF2 și PF3 rămân identice cu Scenariul 1. Soluția presupune la PF1 dublarea capacității de conversie instalate (300 kW invertore PV + 300 kW PCS), o conversie suplimentară c.c.–c.a.–c.c. la încărcarea bateriilor și un număr mai mare de echipamente de achiziționat, montat și întreținut.

3.2.3. Date tehnice ale investiției

3.2.3.1. Date de dimensionare pentru autoconsum și stocare (indicatorii AC.1 – AC.5)

Autoconsumul se demonstrează, conform secțiunii 1.5 din Ghidul solicitantului, prin corelarea dimensionării instalației fotovoltaice cu consumul anual de referință al beneficiarului și prin integrarea unui sistem de stocare dimensionat astfel încât să optimizeze utilizarea energiei produse pentru acoperirea consumului propriu. Tabelul de calcul care conține valorile C_{an} , P_{an} , R_{ac} , P_{PV} , P_{stoc} , R_P și E_{stoc} este următorul:

Indicator	Denumire / formulă	Valoare	U.M.	Condiție ghid / verificare
AC.1	C_{an} – Consum anual prognozat (facturi + consumuri noi documentate – PV existent, audit electroenergetic)	388.415	kWh/an	–
AC.2	P_{an} – Producția anuală estimată (simulare)	425.295	kWh/an	–
AC.3	$R_{ac} = P_{an} / C_{an}$	1,095	–	$R_{ac} \leq 1,10$ – ÎNDEPLINITĂ
–	P_{PV} – puterea instalată eligibilă a centralei (min. între $\Sigma P_{invertore}$ și ΣP_{module})	326,51	kW	–
–	P_{stoc} – puterea nominală (încărcare/descărcare) a stocării	340,00	kW	–
AC.4	$R_P = P_{stoc} / P_{PV}$	1,041	–	$R_P \geq 1,00$ – ÎNDEPLINITĂ
AC.5	E_{stoc} – capacitatea nominală a stocării	708,35	kWh	$653,02 \leq E_{stoc} \leq 1.306,04$ kWh – ÎNDEPLINITĂ
–	Durata de stocare $T = E_{stoc} / P_{PV}$	2,169	h	$2 \text{ h} \leq T \leq 4 \text{ h}$

Tabelul 3.3 – Tabel de calcul al indicatorilor pentru demonstrarea autoconsumului și dimensionarea stocării

Condițiile obligatorii din Ghidul solicitantului sunt îndeplinite: $R_{ac} = 1,095 \leq 1,10$; $R_P = 1,041 \geq 1,00$; $E_{stoc} = 708,35$ kWh, încadrată în intervalul $[2 \text{ h} \times P_{PV}; 4 \text{ h} \times P_{PV}] = [653,02; 1.306,04]$ kWh, corespunzător unei durate de stocare de 2,17 h. Parametrii P_{PV} , P_{stoc} și E_{stoc} sunt asumați ca parametri minimi prin fișa de parametri minimi anexată prezentului studiu, întocmită fără indicarea unui model sau a unei mărci de echipamente.

3.2.3.2. Producția de energie electrică estimată

Producția anuală de energie electrică s-a determinat prin simulare cu **PVGIS 6.0** (Photovoltaic Geographical Information System), aplicația web a Comisiei Europene administrată de Centrul Comun de Cercetare (JRC), care furnizează date de radiație solară și de performanță a sistemelor fotovoltaice pentru amplasamente din Europa și Africa. Calculul pentru sistemele fotovoltaice racordate la rețea (Performance of grid-connected PV) ia în considerare:

- radiația solară orară din baza de date **PVGIS-SARAH3**, determinată din imaginile sateliților METEOSAT (rezoluție ≈ 4 km), și parametrii meteorologici (temperatura aerului, viteza vântului) din reanaliza ERA5; setul de date PVGIS 6 acoperă perioada 2013 – 2024;



- umbrirea de relief (linia orizontului), calculată din modelul digital al terenului (≈ 90 m); în intervalele în care soarele se află sub linia orizontului se ia în calcul numai radiația difuză;
- performanța modulelor din siliciu cristalin în funcție de iradianță și de temperatura modulului (modelul Huld), temperatura modulului fiind determinată cu modelul Faiman, în funcție de temperatura aerului, iradianță, viteza vântului și modul de montaj (liber, la sol);
- pierderile prin reflexie la unghiuri mici de incidență și efectele spectrale ale radiației;
- pierderile de sistem de 14% (valoarea recomandată în PVGIS), care acoperă pierderile în cabluri și în invertoare, murdărirea și degradarea modulelor.

Parametrii și rezultatele simulărilor, pentru fiecare loc de producere (rapoartele PVGIS 6.0 anexate prezentului studiu), sunt:

Parametru	PF1 Mitreni	PF2 Grădinița Valea Roșie	PF3 Clătești	Total
Coordonate (WGS84)	44,164661 N / 26,613239 E	44,176995 N / 26,632209 E	44,142961 N / 26,598453 E	–
Putere instalată (c.c.)	287,37 kWp	19,57 kWp	19,57 kWp	326,51 kWp
Tehnologie / montaj	siliciu cristalin / liber, la sol	siliciu cristalin / liber, la sol	siliciu cristalin / liber, la sol	–
Înclinare / azimut	30° / 180° (Sud)	30° / 180° (Sud)	30° / 180° (Sud)	–
Pierderi de sistem	14%	14%	14%	–
Iradiație anuală în planul modulelor $H(i)_y$	1.670 kWh/mp	1.670 kWh/mp	1.682 kWh/mp	–
Pierderi totale (unghi de incidență, spectru, temperatură, sistem)	–22,02%	–22,02%	–22,03%	–
Producție anuală E_y	374.155 kWh	25.483 kWh	25.657 kWh	425.295 kWh
Producție specifică	1.302,00 kWh/kWp	1.302,15 kWh/kWp	1.311,05 kWh/kWp	1.302,56 kWh/kWp
Variabilitate de la an la an SD_y	16.889 kWh	1.150 kWh	1.122 kWh	–

Tabelul 3.4.a – Parametrii și rezultatele simulărilor PVGIS 6.0, pe locuri de producere

Repartiția lunară a producției este următoarea:

Luna	Producție P_{an} [kWh]	Consum C_{an} [kWh]	Grad de acoperire [%]
Ianuarie	16.372	46.091	35,5
Februarie	23.925	39.563	60,5
Martie	35.542	41.584	85,5
Aprilie	42.824	26.157	163,7
Mai	46.880	23.653	198,2



Luna	Producție P_an [kWh]	Consum C_an [kWh]	Grad de acoperire [%]
Iunie	46.531	21.658	214,8
Iulie	51.045	20.222	252,4
August	49.983	22.073	226,4
Septembrie	42.172	25.018	168,6
Octombrie	33.862	31.734	106,7
Noiembrie	19.062	41.470	46,0
Decembrie	17.097	49.192	34,8
TOTAL	425.295	388.415	109,5

Tabelul 3.4 – Producția lunară estimată și consumul lunar de referință

Producția anuală estimată de 425,295 MWh/an, raportată la puterea instalată eligibilă de 326,51 kW, corespunde unei durate de utilizare anuală de 1.303 h/an și unui factor de capacitate de 14,87 %.

3.2.3.3. Strategia de operare a sistemului de stocare

Conform secțiunii 2.4 lit. q) din Ghidul solicitantului, strategia de operare a bateriei se descrie în studiul de fezabilitate și se corelează cu profilul de consum al beneficiarului. Sistemul funcționează în regim de maximizare a autoconsumului, energia stocată provenind în proporție de 100% din instalația proprie de producere din sursă solară. Strategia implementată prin sistemul de management energetic este:

- în intervalul de producție fotovoltaică, energia produsă acoperă cu prioritate consumul instantaneu al locurilor de consum;
- surplusul de producție care depășește consumul instantaneu încarcă sistemul de stocare, până la starea maximă de încărcare configurată;
- dacă producția depășește suma dintre consumul instantaneu și puterea de absorbție a stocării, surplusul poate fi evacuat în rețea numai în limita puterii aprobate (maximum 400 kW), sistemul de management dinamic al puterii plafonând automat și instantaneu injecția;;
- în intervalele fără producție sau cu producție insuficientă, stocarea descarcă energia către consumatori, până la starea minimă de încărcare configurată;
- preluarea energiei din rețea se face numai în completare, atunci când producția și energia stocată nu acoperă consumul;

corelarea cu profilul de consum al beneficiarului: consumul dominant este iluminatul public, exclusiv nocturn (≈ 190 MWh/an), iar clădirile publice consumă ziua; energia încărcată ziua din surplusul fotovoltaic se descarcă seara și noaptea, cu prioritate pe circuitele de iluminat public alimentate din punctele de agregare (Mitreni – PF1, Clătești – PF3), respectiv pe consumul de seară al Grădiniței Valea Roșie (PF2); în lunile de iarnă, când producția este redusă, gradul de încărcare a stocării este limitat, iar vara stocarea se încarcă zilnic complet;

fereastra de funcționare se stabilește pe capacitatea utilă ($E_{util} = E_{nominal} \times DoD$, $DoD = 95\%$), dimensionată în configurații comerciale din module de 14,33 kWh (PF1) și de 5,12 kWh (PF2, PF3), cu minimum $2 \text{ h} \times P_{PV}$ (AC.5), cu starea minimă de încărcare configurată la 5% pentru protecția bateriilor;



- Încărcarea sistemului de stocare din energie preluată din rețea este blocată prin configurarea EMS, protejată împotriva modificărilor neautorizate, iar contorizarea distinctă asigură verificabilitatea permanentă a acestei condiții.

3.2.3.4. Statutul juridic și situația ocupării terenului

Imobilele se află în proprietatea publică a Comunei Mitreni (domeniu public, dobândit prin lege), conform CF 27654 (PF1), CF 28625 (PF2), CF 25455 (PF3) – U.A.T. Mitreni, libere de sarcini. Suprafața ocupată de centralele fotovoltaice, de sistemele de stocare și de echipamentele aferente este de ≈ 4.864 mp (PF1 – incinta împrejmuită ≈ 4.464 mp; PF2 ≈ 200 mp; PF3 ≈ 200 mp), din suprafața totală a imobilelor de 22.916 mp.

3.3. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI

a) Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții. Valoarea totală a investiției pentru scenariul recomandat (Scenariul 1) este de 2.084.724,50 lei fără T.V.A., respectiv 2.519.193,36 lei cu T.V.A., din care construcții-montaj (C+M) 529.562,85 lei fără T.V.A. (640.771,05 lei cu T.V.A.). Pentru Scenariul 2, valoarea totală a investiției este de 2.350.452,67 lei fără T.V.A., respectiv 2.840.556,03 lei cu T.V.A. Detalierea pe structura devizului general este prezentată la cap. 5.4 și în Anexa 1. Costurile au fost estimate pe baza ofertelor de preț informative pentru echipamente similare și a prețurilor practicate pe piață pentru lucrări și servicii, nefiind aplicabile standarde de cost aprobate pentru această categorie de investiții.

b) Costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice. Centrala fotovoltaică și sistemul de stocare funcționează automat, fără personal dedicat de exploatare. Proiectul nu generează venituri din exploatare, energia produsă fiind consumată integral de obiectivele publice ale comunei. Costurile de operare constau în mentenanța preventivă și corectivă, curățarea modulelor, întreținerea vegetației, verificările periodice obligatorii și asigurarea echipamentelor, estimate la 1,0% din valoarea investiției fără T.V.A., respectiv 20.847,24 lei/an fără T.V.A.

Categoria de cost de operare	Conținut	Pondere	lei/an fără T.V.A.
Mentenanța centralei fotovoltaice	inspecții periodice, termografie, verificarea conexiunilor și a invertoarelor, curățarea modulelor, întreținerea vegetației	40%	8.338,90
Mentenanța sistemului de stocare	verificarea modulelor de baterii, BMS, invertoarelor hibride, climatizare/ventilație, sistem de detecție și stingere a incendiului	30%	6.254,17
Mentenanța EMS și comunicații	licențe, actualizări software, echipamente de comunicație	10%	2.084,72
Verificări periodice obligatorii	verificări metrologice, PRAM, verificarea instalațiilor electrice	10%	2.084,72
Asigurarea echipamentelor	poliță de asigurare a bunurilor	10%	2.084,72
TOTAL		100%	20.847,24

Tabelul 3.5 – Structura estimativă a costurilor anuale de operare și mentenanță

Durata normală de funcționare a echipamentelor, potrivit Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare a mijloacelor fixe, aprobat prin H.G. nr. 2.139/2004, este de 12–18 ani pentru instalațiile de producere a energiei electrice și de 8–12 ani pentru bateriile de acumuloare. Durata de viață tehnică a modulelor fotovoltaice este de minimum 25 de ani, iar cea a bateriilor LFP este determinată de numărul de cicluri garantate (minimum 6.000 de cicluri). Perioada de referință a analizei financiare este de 20 de ani,



conform Ghidului solicitantului (indicatorul I.4). Costurile de operare se suportă din bugetul local și sunt acoperite integral din economia realizată la factura de energie electrică.

3.4. STUDII DE SPECIALITATE, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz

- Studiu topografic: planurile de amplasament și de situație sunt întocmite pe suport topografic/cadastral, în sistemul național de proiecție Stereografic 1970, și sunt anexate prezentei documentații;
- Studiu geotehnic: se va elabora la faza de proiect tehnic, conform NP 074/2022, pentru dimensionarea fundațiilor structurilor de susținere a modulelor și a platformei sistemului de stocare;
- Simulare de producție a energiei electrice (raport de simulare) – anexată prezentului studiu, conform cerinței indicatorului AC.2;
- Audit electroenergetic: elaborat de auditor energetic autorizat clasa I electroenergetic (ing. Marian MELENTE, autorizația Ministerului Energiei nr. 0174/24.10.2023), anexat prezentului studiu – analiza consumului pe baza facturilor, stabilirea consumului anual de referință C_{an} (AC.1) și a profilului de consum; în etapa de monitorizare, indicatorii se verifică prin raport de audit electroenergetic;
- Studiu hidrologic, hidrogeologic: nu este cazul;
- Studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată: nu este cazul;
- Studiu de trafic și studiu de circulație: nu este cazul;
- Raport de diagnostic arheologic preliminar: nu este cazul;
- Studiu peisagistic și studiu privind valoarea resursei culturale: nu este cazul;
- Studiu de soluție pentru racordare: se va elabora, dacă operatorul de distribuție îl solicită, în vederea emiterii avizului tehnic de racordare.

Conform Ghidului solicitantului, studiul de fezabilitate depus se acceptă fără studii de specialitate, dacă acestea nu sunt disponibile în etapa de elaborare a acestuia.

3.5. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI

Durata de execuție a investiției este estimată la 7 luni, iar durata totală de implementare a proiectului la 18 luni de la semnarea contractului de finanțare, cu încadrarea în termenul-limită de finalizare și punere în funcțiune de 31.12.2029.

N r.	Activitate	Perioada	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Semnarea contractului de finanțare; constituirea echipei de implementare	L1	◆																	
2	Achiziția serviciilor de proiectare (PT + DE), dirigenție de șantier, consultanță, audit	L1 – L3																		
3	Proiect tehnic și detalii de execuție; certificat de urbanism, avize, autorizație de construire	L3 – L6																		
4	Racordare: ATR nou pentru PF1; upgrade de putere pentru PF2 și PF3	L3 – L8																		
5	Procedurile de achiziție a lucrărilor și echipamentelor (SEAP)	L6 – L9																		
6	Organizarea de șantier; lucrări pregătitoare și împrejmuirea incintei PF1	L10																		
7	Fundații, structuri metalice și montajul modulelor fotovoltaice (PF1, PF2, PF3)	L10 – L13																		



N r.	Activitate	Perioada	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
8	Montajul invertoarelor, sistemelor de stocare, tablourilor, EMS, CCTV și comunicațiilor	L12 – L14																		
9	Montajul pompelor de căldură aer-apă 2 × 12 kW la Grădinița Valea Roșie	L11 – L13																		
10	Reorganizarea traseelor și a punctelor de aprindere ale iluminatului public	L12 – L15																		
11	Probe tehnologice, teste, punere în funcțiune; recepția la terminarea lucrărilor	L15 – L16																		
12	CertIFICATELE de racordare; cererea finală de rambursare	L16 – L18																		
13	Informare și publicitate	L1 – L18																		
14	Management de proiect; audit financiar	L1 – L18																		

Tabelul 3.6 – Graficul orientativ de realizare a investiției (grafic Gantt)

Coloanele 1 – 18 (L1 – L18) reprezintă lunile de implementare, numărate de la semnarea contractului de finanțare; ◆ = jalon. Execuția lucrărilor (activitățile 6 – 11) se desfășoară în lunile L10 – L16, cu punerea în funcțiune și recepția în L15 – L16 și finalizarea proiectului în L18, în termenul-limită prevăzut de Ghidul solicitantului (31.12.2029).

4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPU(S)E

4.1. PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință

Analiza scenariilor s-a realizat în conformitate cu H.G. nr. 907/2016 și cu metodologia analizei cost-beneficiu recomandată de Comisia Europeană (Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects – Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014–2020) și de Regulamentul delegat (UE) nr. 480/2014, adaptată specificului investițiilor în capacități de producere pentru autoconsum ale entităților publice.

Perioada de referință (orizontul de analiză) este de 20 de ani, corelată cu perioada de referință utilizată de Ghidul solicitantului pentru indicatorul I.4 și cu durata de viață tehnică a echipamentelor. Analiza s-a realizat în prețuri constante, la nivelul lunii de elaborare a devizului general, cu o rată de actualizare financiară de 5%. Întrucât beneficiarul este instituție publică, iar T.V.A. este nedeductibilă, fluxurile financiare s-au considerat cu T.V.A. inclusă.

Scenariul de referință (alternativa „fără proiect” / varianta zero) constă în menținerea situației existente: obiectivele publice continuă să fie alimentate integral din rețeaua de distribuție, cu costurile și emisiile aferente. Varianta zero nu implică cheltuieli de investiție, dar nu permite atingerea obiectivelor proiectului și nici a obiectivelor Programului-cheie 1. Analiza s-a realizat prin metoda fluxurilor de numerar incrementale, prin compararea scenariului „cu proiect” cu scenariul de referință.

Scenariile tehnico-economice analizate sunt:

- **Scenariul 1 – Stocare cuplată în curent continuu, prin invertoare hibride (DC-coupled), la toate cele trei centrale;**



- **Scenariul 2 – Soluție mixtă: stocare cuplată în curent alternativ (AC-coupled) la PF1 Mitreni și invertoare hibride (DC-coupled) la PF2 și PF3.**

Ambele scenarii au aceeași putere instalată, aceeași capacitate de stocare și aceeași producție anuală, respectând în egală măsură condițiile de eligibilitate tehnică din Ghidul solicitantului.

4.2. ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția

Amplasamentul este situat într-o zonă plană, de câmpie. Investiția poate fi afectată de următoarele riscuri naturale:

- **cutremure** – amplasamentul se află în zona cu $a_g = 0,25$ g; riscul se gestionează prin dimensionarea structurilor de susținere și a fundațiilor conform P100-1/2013 și prin ancorarea echipamentelor sistemului de stocare;
- **vânt puternic și furtuni** – riscul se gestionează prin dimensionarea structurilor și a prinderilor modulelor conform CR 1-1-4/2012;
- **ninsori abundente, chiciură** – încărcările din zăpadă se preiau conform CR 1-1-3/2012; înclinarea modulelor favorizează alunecarea zăpezii;
- **grindină** – modulele se certifică conform SR EN IEC 61215 (încercarea la impact de grindină);
- **temperaturi extreme, valuri de căldură** – coeficienții de temperatură sunt luați în calcul în simularea de producție; sistemul de stocare are management termic activ;
- **inundații, alunecări de teren** – risc scăzut; teren plan, fără risc de alunecare;
- **descărcări atmosferice** – instalație de legare la pământ și de protecție împotriva trăsnetului conform SR EN 62305 și I7/2011, descărcătoare de supratensiune pe circuitele de c.c. și c.a.

Investiția poate fi afectată de următoarele riscuri antropice:

- **riscuri tehnologice** – incendiu sau ambalare termică la nivelul bateriilor, gestionate prin sistemul de detecție și stingere a incendiului, BMS și management termic, prevăzute ca cerințe tehnice minime; în Scenariul 1 (invertoare hibride) se impune compatibilitatea certificată inverter – baterii, cu garanție unitară pe ansamblu;
- **furt și vandalism** – gestionate prin împrejmuire, sistem de supraveghere video și iluminat de securitate;
- **riscuri financiare** – lipsa fondurilor pentru mentenanță, gestionată prin angajamentul beneficiarului, prin hotărâre a consiliului local, de a suporta cheltuielile de operare și mentenanță pe toată perioada de monitorizare.

Schimbările climatice nu afectează semnificativ investiția. Evaluarea detaliată a riscurilor climatice fizice, conform apendicelui A la Anexa I la Regulamentul delegat (UE) 2021/2139, este prezentată la cap. 5.7.3 lit. b).



4.3. SITUAȚIA UTILITĂȚILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM

4.3.1. Necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz

Nu este cazul relocării sau protejării unor rețele existente.

4.3.2. Soluții pentru asigurarea utilităților necesare

Utilitate	Necesitate	Soluție
Rețea de apă și canalizare	Nu necesită	– (curățarea modulelor se face cu apă adusă cu cisterne, fără detergenți)
Rețea de energie electrică	Necesită	PF1 – loc de producere și de consum nou, cu ATR nou; PF2 și PF3 – racordare în instalațiile de utilizare existente, în spatele contorului, prin upgrade de putere (actualizarea ATR); alimentarea serviciilor auxiliare din instalația proprie
Rețea de gaze naturale	Nu necesită	–
Telecomunicații	Necesită	Conexiune de date pentru EMS, monitorizare și contorizare distinctă
Căi de acces	Nu necesită lucrări noi	Se utilizează căile de acces existente

Tabelul 4.1 – Necesarul de utilități

În faza de execuție, apa se asigură cu cisterne mobile, iar energia electrică prin racordare la rețeaua existentă sau cu grupuri electrogene. În faza de exploatare, singura utilitate necesară este energia electrică pentru serviciile auxiliare (climatizarea/ventilația sistemului de stocare, EMS, BMS, iluminat, supraveghere), asigurată din instalația proprie. Deșeurile se gestionează conform O.U.G. nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor. Nu se utilizează substanțe periculoase în sensul Legii nr. 59/2016; la sfârșitul duratei de viață, bateriile LFP se predau operatorilor autorizați conform Regulamentului (UE) 2023/1542.

4.4. SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

a) Impactul social și cultural, egalitatea de șanse

Proiectul are un impact social pozitiv, prin reducerea cheltuielilor bugetului local cu energia electrică, sume care pot fi redirectionate către alte servicii publice pentru comunitate, și prin creșterea siguranței alimentării cu energie a obiectivelor publice cu rol social (unități de învățământ, centrul medical, primăria). Proiectul are și un rol demonstrativ, încurajând comunitatea locală să adopte soluții de producere a energiei din surse regenerabile.

În procesul de pregătire, contractare, implementare și pe durata de valabilitate a contractului de finanțare va fi respectată legislația națională și comunitară în domeniul egalității de șanse, de gen, al nediscriminării și al accesibilității. În cadrul achizițiilor publice se aplică principiile nediscriminării, tratamentului egal, recunoașterii reciproce, transparenței, proporționalității și asumării răspunderii, prevăzute de Legea nr. 98/2016.

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

În faza de realizare, investiția asigură un front de lucru pentru operatorii economici contractați (estimat la 6 persoane pe durata execuției). În faza de operare, exploatarea se realizează cu personalul existent al beneficiarului, fără personal suplimentar, mentenanța fiind asigurată prin contracte de servicii.



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

Soluția tehnică propusă reduce la minimum impactul asupra mediului, în toate fazele ciclului de viață al obiectivului: proiectare, execuție, exploatare și dezafectare. Centrala fotovoltaică și sistemul de stocare nu generează emisii în atmosferă, nu consumă apă în procesul tehnologic și nu produc ape uzate.

- **Protecția calității aerului** – în faza de execuție pot rezulta emisii de praf și gaze de eșapament de la utilaje, temporare și de mică amploare; în faza de exploatare nu există emisii;
- **Protecția apelor, solului și subsolului** – structurile se fundează prin batare/înșurubare, fără fundații masive, ceea ce limitează afectarea solului; terenul afectat temporar se aduce la starea inițială; sub panouri se menține vegetația ierboasă;
- **Protecția împotriva zgomotului și vibrațiilor** – sursele de zgomot în exploatare (invertoare, ventilația sistemului de stocare) au niveluri reduse, încadrate în limitele SR 10009:2017;
- **Protecția împotriva radiațiilor** – câmpurile electromagnetice generate sunt de joasă frecvență, neionizante, sub valorile limită;
- **Gospodărirea deșeurilor** – deșeurile din execuție se colectează selectiv și se predau operatorilor autorizați; modulele, invertoarele și bateriile scoase din uz se gestionează conform O.U.G. nr. 5/2015 (DEEE) și Regulamentului (UE) 2023/1542.

Contribuția proiectului la indicatorii obligatorii la nivel de proiect:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	U.M.
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară	0,327	MW
Indicatorul I.2	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră	250,29	echivalent tone CO ₂ /an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile de energie solară	425,295	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (20 ani)	8.505,900	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei electrice	14,87	%
Indicatorul I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei din surse regenerabile de energie solară	0,708	MWh
Indicatorul I.7	Capacitatea nou instalată pentru pompe de căldură (2 pompe de căldură aer-apă în cascadă, Grădinița Valea Roșie)	24	kW

Tabelul 4.2 – Indicatorii obligatorii la nivel de proiect

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

Investiția se integrează într-un context predominant agricol/rural, fără sensibilități deosebite. Amplasamentele nu se află în arii naturale protejate, în situri Natura 2000 sau în zonele de protecție ale acestora și nu interferează cu monumente istorice ori situri arheologice. Analiza detaliată a conformității cu principiul DNSH este prezentată la cap. 5.7.



4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții

Cererea căreia îi răspunde investiția este consumul propriu de energie electrică al locurilor de consum declarate în proiect. Consumul anual de referință s-a determinat, conform indicatorului AC.1, pe baza facturilor de energie electrică emise în perioada iunie 2025 – mai 2026 (12 luni calendaristice consecutive), prin însumarea consumurilor lunare (224.957 kWh), și s-a completat, conform auditului electroenergetic (Anexa 4) și excepției prevăzute la indicatorul AC.3, cu consumurile noi documentate (pompe de căldură, ITS, TIC, stația de epurare), din care s-a dedus producția instalațiilor fotovoltaice existente. Facturile și documentele justificative se încarcă la cererea de finanțare, în secțiunea „Alte documente”. Între paranteze este indicată centrala care acoperă fiecare loc de consum.

Nr.	Loc de consum	Adresa	Cod POD	C_an prognozat [kWh/an]
1	Sediul Primăriei (PF1)	Loc. Mitreni, Str. Mușetelului nr. 188	RO002E220691422	15.247
2	Centrul Medical Clătești (PF3)	Loc. Clătești, Str. Argeșului nr. 227	RO002E220691332	5.668
3	Școala nr. 2 Mitreni (PF1)	Loc. Mitreni, Str. Zambilei nr. 44-45	RO002E220691501	32.799
4	Grădinița Valea Roșie (PF2)	Loc. Valea Roșie, Str. Fagului nr. 646	RO002E220691512	15.177
5	Școala Valea Roșie – corp str. Dudului (PF1)	Loc. Valea Roșie, Str. Dudului nr. 647	RO002E220691354	7.569
6	Grădinița Mitreni (PF1)	Loc. Mitreni	RO002E220691321	1.515
7	Iluminat public Mitreni (PF1)	Loc. Mitreni	RO002E220691343	39.400
8	Iluminat public Mitreni – zona școlii (PF1)	Loc. Mitreni	RO002E221234190	42.074
9	Iluminat public Clătești (1) (PF3)	Loc. Clătești	RO002E220691578	10.366
10	Iluminat public Clătești (2) (PF3)	Loc. Clătești	RO002E220691589	16.872
11	Iluminat public Valea Roșie (1) (PF1)	Loc. Valea Roșie	RO002E221234145	35.220
12	Iluminat public Valea Roșie (2) (PF1)	Loc. Valea Roșie	RO002E221284117	932
13	Unități de învățământ – factură cumulată nov. 2025, nr. 25EI24917218 (PF1)	Loc. Mitreni / Loc. Valea Roșie (4 locuri de consum ale școlii)	RO002E220691501 / RO002E220691321 / RO002E220691354 / RO002E220691512	2.052
14	Contract PPC nr. 04290318/23.05.2022, cod loc consum 221432358 (PF1)	Comuna Mitreni (adresa nu este înscrisă în e-Factura)	RO002E221432358	3.833
15	Contract PPC nr. 09318134/05.03.2025 (PF1)	Comuna Mitreni (adresa nu este înscrisă în e-Factura)	nu este înscris în e-Factura	30.193
16	Stația de epurare Mitreni + 3 SPAU – contract 04570030 (PF1)	Extravilan, T 48, P 170 (CF 20531)	RO002E221437881	96.582



Nr.	Loc de consum	Adresa	Cod POD	C_an prognozat [kWh/an]
17	Loc de consum Clătești – contract PPC nr. 08032864/07.06.2023 (PF3)	Loc. Clătești, Str. Argeșului nr. 68	nu este înscris în e-Factura	771
18	Sistem TIC – supraveghere video, contract paușal 10085910 (PF1)	Str. Principală FN – întreaga comună	RO002E221495223	19.735
19	Sistem ITS – puncte SIC (PF1)	Mitreni	RO002E221534946 / RO002E221534957	12.410
	TOTAL C_an			388.415

Tabelul 4.3 – Locurile de consum declarate și consumul anual prognozat (audit electroenergetic)

Centrala fotovoltaică a fost dimensionată astfel încât producția anuală estimată să acopere consumul anual de referință fără a-l depăși cu mai mult de 10% ($R_{ac} = 1,095$), iar sistemul de stocare a fost dimensionat astfel încât energia produsă în orele de vârf de iradianță, care depășește consumul instantaneu, să fie decalată către intervalele fără producție, asigurând utilizarea pentru autoconsum a energiei produse.

4.6. ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ

Analiza financiară are ca obiectiv previzionarea fluxurilor de numerar generate de proiect și calcularea indicatorilor de performanță financiară: valoarea actualizată netă (VAN), rata internă de rentabilitate (RIR) și raportul beneficiu-cost (B/C). A fost utilizată metodologia fluxurilor de numerar incrementale, prin compararea scenariului „cu proiect” cu alternativa „fără proiect”.

- **Valoarea actualizată netă (VAN)** – suma fluxurilor de numerar nete actualizate la rata de actualizare:

$$VAN = \sum CF_t / (1 + r)^t$$
- **Rata internă de rentabilitate (RIR)** – rata de actualizare pentru care $VAN = 0$;
- **Raportul beneficiu-cost (B/C)** – raportul dintre valoarea actualizată a beneficiilor și valoarea actualizată a costurilor.

Beneficiul financiar al proiectului îl reprezintă costul evitat al energiei electrice care nu mai este preluată din rețea, energia produsă fiind consumată integral pentru autoconsum. Prețul energiei electrice s-a determinat pe baza facturilor emise de furnizorul PPC Energie S.A., rezultând un preț mediu de 1,1429 lei/kWh fără T.V.A., respectiv 1,3830 lei/kWh cu T.V.A.

Parametru	Valoare
Perioada de referință	20 ani
Rata de actualizare financiară	5%
Prețuri	constante, la nivelul lunii septembrie 2026
Valoarea investiției (Scenariul 1), cu T.V.A.	2.519.193,36 lei
Valoarea investiției (Scenariul 1), fără T.V.A.	2.084.724,50 lei
Producția anuală în primul an (P_{an})	425.295 kWh/an
Degradarea anuală a producției	0,4%/an



Parametru	Valoare
Preț energie evitat (cu T.V.A.)	1,3830 lei/kWh
Economia anuală în primul an de operare	588.166,40 lei
Costuri anuale de operare și mentenanță (cu T.V.A.)	25.225,17 lei/an (1,0% din investiție)
Venituri din exploatare	proiectul nu generează venituri; energia este consumată integral de obiectivele publice
Valoarea reziduală	0 lei (abordare prudentă)

Tabelul 4.4 – Ipotezele analizei financiare

Anul	Investiție	Economie energie	Costuri O&M	Flux net	Flux cumulat
0	2.519.193,36	0,00	0,00	-2.519.193,36	-2.519.193,36
1	0,00	588.166,40	25.225,17	562.941,23	-1.956.252,13
2	0,00	585.813,73	25.225,17	560.588,57	-1.395.663,56
3	0,00	583.470,48	25.225,17	558.245,31	-837.418,25
4	0,00	581.136,60	25.225,17	555.911,43	-281.506,82
5	0,00	578.812,05	25.225,17	553.586,88	272.080,06
6	0,00	576.496,80	25.225,17	551.271,64	823.351,70
7	0,00	574.190,81	25.225,17	548.965,65	1.372.317,35
8	0,00	571.894,05	25.225,17	546.668,88	1.918.986,23
9	0,00	569.606,47	25.225,17	544.381,31	2.463.367,54
10	0,00	567.328,05	25.225,17	542.102,88	3.005.470,42
11	0,00	565.058,74	25.225,17	539.833,57	3.545.303,99
12	0,00	562.798,50	25.225,17	537.573,34	4.082.877,33
13	0,00	560.547,31	25.225,17	535.322,14	4.618.199,47
14	0,00	558.305,12	25.225,17	533.079,95	5.151.279,42
15	0,00	556.071,90	25.225,17	530.846,73	5.682.126,15
16	0,00	553.847,61	25.225,17	528.622,44	6.210.748,60
17	0,00	551.632,22	25.225,17	526.407,05	6.737.155,65
18	0,00	549.425,69	25.225,17	524.200,52	7.261.356,17
19	0,00	547.227,99	25.225,17	522.002,82	7.783.359,00
20	0,00	545.039,08	25.225,17	519.813,91	8.303.172,91

Tabelul 4.5 – Fluxul de numerar incremental și fluxul cumulat, Scenariul 1 (lei, cu T.V.A.)

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
VAN financiară (lei)	4.269.567,18	3.908.134,63
RIR financiară (%)	21,51	18,70
Raport B/C	2,507	2,223
Perioada de recuperare (ani)	5	6

Tabelul 4.6 – Indicatorii de performanță financiară

Sustenabilitatea financiară a proiectului este asigurată: ajutorul public nerambursabil acoperă 100% din cheltuielile eligibile, cheltuielile neeligibile se asigură din bugetul local, pe baza hotărârii consiliului local de aprobare a indicatorilor tehnico-economici, iar costurile de operare și mentenanță sunt acoperite integral din



economia anuală la factura de energie electrică, fluxul net anual în perioada de operare fiind pozitiv în fiecare an.

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

Proiectul nu generează venituri și produce, pe lângă reducerea cheltuielilor bugetului local cu energia electrică, un beneficiu de mediu cuantificabil fizic – reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. În conformitate cu H.G. nr. 907/2016, pentru investițiile publice de valoare redusă se poate realiza analiza cost-eficacitate, care compară scenariile prin costul unitar al efectului obținut.

Reducerea emisiilor de CO₂ aferentă proiectului este de 250,29 tCO₂/an (indicatorul I.2), ceea ce însumează 5.005,72 tCO₂ pe perioada de referință de 20 de ani, corespunzător unei producții totale de 8.505,900 MWh (indicatorul I.4). Indicatorii de cost-eficacitate, determinați ca raport între valoarea actualizată a costurilor totale (investiție și operare) și efectul fizic cumulat pe perioada de referință, sunt:

Indicator de cost-eficacitate	Scenariul 1	Scenariul 2
Cost actualizat per tonă de CO ₂ evitată (lei/tCO ₂)	566,06	638,27
Cost actualizat per MWh produs din sursă regenerabilă (lei/MWh)	333,13	375,62

Tabelul 4.7 – Indicatorii de cost-eficacitate

Beneficiile economice indirecte ale proiectului, care nu sunt cuantificate în analiza financiară, sunt: reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și a altor poluanți, creșterea securității alimentării cu energie a obiectivelor publice, reducerea pierderilor în rețeaua de distribuție prin consumul local al energiei produse local, contribuția la adecvanța și flexibilitatea SEN și efectul demonstrativ pentru comunitate. La efecte identice, se recomandă scenariul care realizează obiectivele proiectului la cel mai redus cost unitar.

4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE

Analiza de senzitivitate evaluează impactul modificării variabilelor de intrare asupra indicatorilor de performanță ai proiectului, în scopul identificării variabilelor critice, al evaluării robusteții proiectului și al stabilirii măsurilor de reducere a riscurilor. O variabilă este considerată critică atunci când o variație de $\pm 1\%$ a acesteia determină o variație de peste 1% a VAN. Variabilele testate, cu o variație de $\pm 10\%$, sunt: valoarea investiției, prețul energiei electrice, producția anuală de energie și costurile de operare și mentenanță.

Variabila	VAN la -10% (lei)	RIR la -10% (%)	VAN la +10% (lei)	RIR la +10% (%)
Valoarea investiției	4.521.486,51	24,11	4.017.647,84	19,35
Prețul energiei electrice	3.559.254,99	19,03	4.979.879,36	23,95
Producția anuală de energie	3.559.254,99	19,03	4.979.879,36	23,95
Costurile de operare și mentenanță	4.301.003,31	21,62	4.238.131,04	21,40

Tabelul 4.8 – Analiza de senzitivitate, Scenariul 1

Rezultatele arată că variabilele critice ale proiectului sunt prețul energiei electrice și producția anuală de energie: o variație de $\pm 10\%$ a acestora modifică VAN cu circa $\pm 16,6\%$ (elasticitate $\approx 1,66 > 1$). Valoarea investiției (variație a VAN de circa $\pm 5,9\%$ la $\pm 10\%$) și costurile de operare și mentenanță (circa $\pm 0,7\%$) nu sunt variabile critice. În toate situațiile analizate VAN rămâne pozitivă, iar RIR depășește rata de actualizare de 5%. Riscul asociat valorii investiției se atenuează prin angajamentul beneficiarului de a suporta eventualele depășiri



din bugetul local, iar riscul asociat producției prin impunerea în caietul de sarcini a parametrilor minimi de performanță și a garanțiilor de performanță ale modulelor.

4.9. ANALIZA DE RISCURI, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor

Procesul de management al riscului cuprinde: planificarea managementului riscurilor, identificarea riscurilor, analiza calitativă și cantitativă a acestora, elaborarea planului de răspuns și monitorizarea riscurilor pe durata implementării și a exploatării. Riscurile au fost identificate pornind de la matricea cadrului logic al proiectului.

Nivel	Ipoteze / riscuri
Obiectiv general	Modificări ale cadrului legal privind autoconsumul și prosumatorii
Obiective specifice	Evoluția prețului energiei electrice; influențe negative din partea celor care nu sunt beneficiari direcți
Rezultate	Nerealizarea producției estimate; degradarea prematură a modulelor sau a bateriilor; nerespectarea parametrilor minimi asumați; incendiu la nivelul sistemului de stocare; furt/vandalism
Activități	Condiții meteorologice nefavorabile; întârzieri în procedurile de achiziție; întârzieri în obținerea avizului tehnic de racordare; neîncadrarea în grafic și în buget; depășirea plafonului de 1.100.000 euro/MW; nerespectarea termenului de 31.12.2029

Tabelul 4.9 – Ipoteze și riscuri identificate în matricea cadrului logic

Impact \ Probabilitate	SCĂZUTĂ	MEDIE	CRESCUTĂ
SCĂZUT	Influențe negative ale non-beneficiariilor	Condiții meteorologice nefavorabile	–
MEDIU	Furt/vandalism; degradarea prematură a echipamentelor	Evoluția prețului energiei; nerealizarea producției estimate	Întârzieri în achiziții
CRESCUT	Incendiu la sistemul de stocare; nerespectarea parametrilor minimi	Întârzieri la ATR; depășirea plafonului/bugetului; nerespectarea termenului 31.12.2029	–

Tabelul 4.10 – Matricea de evaluare a riscurilor

Nr.	Risc	Tehnica de control	Măsuri de management al riscului
1	Întârzieri în procedurile de achiziție	Reducere	Documentații de atribuire cu cerințe clare, nerestricțive, formulate prin parametri de performanță; planificarea din timp a procedurilor.
2	Întârzieri în obținerea avizului tehnic de racordare	Reducere	Depunerea cererii de racordare imediat după elaborarea proiectului tehnic; ATR trebuie depus cel târziu la cererea de prefinanțare/prima cerere de plată, sub sancțiunea rezilierii.
3	Neîncadrarea în grafic și în buget	Reducere	Grafic și buget realiste; asumarea de către beneficiar a eventualelor depășiri, din bugetul local; monitorizarea lunară a progresului.
4	Depășirea plafonului de 1.100.000 euro/MW instalat (proiect care include pompe de căldură)	Reducere / transfer	Verificarea încadrării la fiecare actualizare a devizului; diferențele se încadrează la cheltuieli neeligibile și se suportă din bugetul local.



Nr.	Risc	Tehnica de control	Măsuri de management al riscului
5	Nerespectarea termenului de punere în funcțiune (31.12.2029)	Reducere	Grafic de implementare cu marje de timp; urmărirea căii critice (ATR, livrarea echipamentelor).
6	Nerealizarea producției estimate	Reducere	Simulare cu date meteo validate; garanții de performanță pentru module și invertoare; mentenanță preventivă și monitorizare permanentă.
7	Nerespectarea parametrilor minimi asumați (P_PV, P_stoc, E_stoc)	Evitare	Preluarea integrală a fișei de parametri minimi în caietul de sarcini; verificarea fișelor tehnice la achiziție și la recepție.
8	Incendiu la sistemul de stocare	Reducere	Tehnologie LFP; BMS cu protecții; management termic; sistem de detecție și stingere; distanțe de siguranță; avizul/autorizația de securitate la incendiu, după caz.
9	Degradarea prematură a echipamentelor	Transfer	Garanții minime de produs și de performanță; număr minim de cicluri garantate pentru baterii; exploatare conform recomandărilor producătorului.
10	Furt și vandalism	Reducere / transfer	Împrejmuire, supraveghere video, asigurarea bunurilor.
11	Condiții meteorologice nefavorabile în execuție	Reducere	Planificarea lucrărilor în sezonul favorabil; marje de timp în grafic.
12	Influențe negative ale non-beneficiariilor	Reducere	Informarea publicului prin planul de informare și publicitate.

Tabelul 4.11 – Planul de răspuns la riscuri

5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă)

5.1. COMPARAȚIA SCENARIILOR/OPTIUNILOR PROPUSE, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor

Cele două scenarii analizate asigură aceeași putere instalată, aceeași capacitate de stocare și aceeași producție anuală, îndeplinind în egală măsură condițiile de eligibilitate tehnică prevăzute de Ghidul solicitantului. Diferența dintre ele constă în arhitectura de integrare a sistemului de stocare la centrala PF1 Mitreni (616,19 kWh, ≈ 88% din capacitatea totală); la PF2 și PF3, de puteri mici, ambele scenarii utilizează invertore hibride. Comparăția de mai jos se concentrează, în consecință, asupra centralei PF1.

5.1.1. Arhitecturile comparate la centrala PF1

Scenariul 1 – cuplare în curent continuu (DC-coupling). Câmpul fotovoltaic de 287,37 kWp se racordează la 3 invertore hibride trifazate de 100 kW, fiecare cu câte un stack de baterii LFP de înaltă tensiune (15 + 14 + 14 module × 14,33 kWh), conectat pe magistrala de curent continuu a inverterului. Același echipament realizează conversia producției fotovoltaice și încărcarea/descărcarea bateriilor, iar EMS-ul comandă cele trei invertore hibride prin protocoale deschise.

Scenariul 2 – cuplare în curent alternativ (AC-coupling). Câmpul fotovoltaic se racordează prin 3 invertore de rețea de 100 kW la tabloul general de joasă tensiune, iar stocarea de 616,19 kWh se realizează în dulapuri de exterior cu convertore bidirecționale (PCS) dedicate de 3 × 100 kW, racordate la același tablou, pe partea de curent alternativ.



5.1.2. Comparația tehnică

Criteriu	Scenariul 1 – DC-coupled, invertoare hibride la toate centralele	Scenariul 2 – mixt: AC-coupled la PF1, hibrid la PF2 și PF3
Putere instalată eligibilă (P_PV)	326,51 kW	326,51 kW
Capacitate de stocare (E_stoc)	708,35 kWh	708,35 kWh
Putere nominală stocare (P_stoc)	340,00 kW – puterea invertoarelor hibride (3 × 100 kW la PF1)	340,00 kW – la PF1, 300 kW prin PCS dedicate
Echipamente de conversie la PF1	300 kW (3 invertore hibride)	600 kW (3 invertore de rețea + 3 PCS)
Condiția $R_P \geq 1$	îndeplinită prin treapta inverterului hibrid $\geq P_{PV}$, la toate centralele	îndeplinită – PCS dedicat la PF1, inverter hibrid la PF2/PF3
Contorizare distinctă a fluxurilor	contoare pe ieșirea în c.a. a invertoarelor și la punctul de delimitare, plus măsura certificată a energiei încărcate/descărcate pe c.c. (inverter / BMS / contor c.c.)	directă, pe partea de c.a., la PF1
Management dinamic al injecției (≤ 400 kW)	câte un EMS la fiecare punct de delimitare, cu comanda directă a invertoarelor hibride	câte un EMS la fiecare punct de delimitare, cu comanda invertoarelor și a PCS
Randament	o singură conversie la încărcarea bateriilor din producția PV	dublă conversie la încărcare (c.c.–c.a.–c.c.) la PF1; pierdere suplimentară de 2 – 3% din energia care trece prin stocare
Disponibilitate	la PF1, trei ramuri independente; defectarea unui inverter afectează o treime din producție și din stocare	defectarea unui inverter PV nu afectează stocarea și invers
Standardizare	aceeași soluție și aceeași familie de echipamente la toate cele trei centrale	două arhitecturi diferite în același proiect

Tabelul 5.1 – Comparația tehnică a scenariilor propuse

Energia care trece prin stocare la PF1 este, în principal, consumul iluminatului public pe timp de noapte (≈ 118 MWh/an, circa o treime din producția anuală a centralei); în Scenariul 1 aceasta se încarcă direct din câmpul fotovoltaic, fără conversia suplimentară din Scenariul 2.

5.1.3. Comparația economică – costul investiției și costul pe ciclul de viață

Componentă (PF1)	Scenariul 1 – DC-coupling	Scenariul 2 – AC-coupling	Efect asupra costului
Echipamente de conversie	3 × inverter hibrid 100 kW (300 kW)	3 × inverter de rețea 100 kW + 3 × PCS 100 kW (600 kW)	jumătate din capacitatea de conversie → favorabil S1
Baterii	3 stack-uri HV din module LFP standard de 14,33 kWh, compatibile cu inverterul	dulapuri all-in-one cu PCS, BMS, climatizare și stingere integrate	modulele standard au cost specific (lei/kWh) redus → favorabil S1
Circuite, tablouri, platformă	legături c.c. scurte inverter – stack; tablou general cu 3 plecări	tablou general cu 6 plecări (invertore + PCS), dulapuri PCS suplimentare, platformă mai mare	mai puține echipamente și plecări → favorabil S1
Montaj și punere în funcțiune	un singur echipament pe ramură, configurat și garantat unitar de producător	două subsisteme de integrat și de probat separat	favorabil S1



Componentă (PF1)	Scenariul 1 – DC-coupling	Scenariul 2 – AC-coupling	Efect asupra costului
Procedura de achiziție	invertoare și baterii compatibile, specificate prin parametri de performanță (lista de compatibilitate a producătorului)	invertoare și stocare achiziționabile separat	concurență mai largă → favorabil S2
Înlocuiri pe durata de viață	înlocuirea invertorului hibrid impune compatibilitatea cu bateriile existente	invertoarele și bateriile se înlocuiesc independent	favorabil S2
Operare și mentenanță	o singură familie de echipamente pentru PF1, PF2 și PF3 – un singur set de piese de schimb și o singură procedură	două familii de echipamente	favorabil S1

Tabelul 5.1.a – Structura costurilor la centrala PF1, pe componente

Valoarea investiției este de 2.084.724,50 lei fără T.V.A. pentru Scenariul 1, respectiv 2.350.452,67 lei fără T.V.A. pentru Scenariul 2, conform devizelor generale anexate. Beneficiile celor două scenarii sunt practic identice (aceeași energie produsă și consumată, aceeași reducere a emisiilor), astfel încât scenariul cu costul de investiție mai redus are și indicatorii de performanță (VAN, RIR, cost-eficacitate, cap. 4.8 – 4.9) mai buni.

5.1.4. Scalabilitate și posibilități de extindere

- **extinderea capacității de stocare** – în Scenariul 1 se adaugă module de 14,33 kWh în stack-urile existente, în limita domeniului de tensiune al invertoarelor, sau ramuri noi inverter hibrid + stack; Ghidul solicitantului permite la PF1 o capacitate nominală de până la $4 \text{ h} \times P_{\text{PV}} = 1.149 \text{ kWh}$, deci o rezervă de extindere de $\approx 533 \text{ kWh}$ față de soluția propusă. În Scenariul 2 se adaugă dulapuri all-in-one pe platformă;
- **extinderea puterii fotovoltaice** – în ambele scenarii se adaugă module și invertore (hibride în Scenariul 1, de rețea în Scenariul 2), cu reverificarea condițiilor AC.3 – AC.5;
- **integrarea altor surse sau consumatori** – în ambele scenarii, EMS-ul comunică prin protocoale deschise și poate integra ulterior alte echipamente (pompe de căldură, alte centrale).

5.1.5. Sustenabilitate și riscuri

Din punctul de vedere al sustenabilității, ambele scenarii utilizează aceleași tehnologii (module fotovoltaice, baterii LFP) și au același impact asupra factorilor de mediu și aceeași încadrare în principiul DNSH. Scenariul 1 utilizează mai puține echipamente electronice de putere (300 kW față de 600 kW la PF1), cu cantități mai mici de deșeuri de echipamente electrice la sfârșitul duratei de viață.

Din punctul de vedere al riscurilor, Scenariul 1 implică dependența între invertore și baterii, gestionată prin cerința de compatibilitate certificată de producător, prin garanții unitare pe ansamblu și prin specificarea exclusiv pe parametri de performanță; Scenariul 2 implică integrarea a două subsisteme distincte la PF1 și un număr mai mare de echipamente de întreținut.

5.1.6. Analiza multicriterială

Scenariile s-au evaluat pe baza a opt criterii, cu ponderi stabilite în funcție de obiectivele proiectului și de condițiile Ghidului solicitantului, cu note de la 1 (nefavorabil) la 5 (foarte favorabil):



Criteriu	Pondere	Notă S1	Punctaj S1	Notă S2	Punctaj S2
Costul investiției (CAPEX)	25%	5	1,25	3	0,75
Costul pe ciclul de viață (O&M, înlocuiri)	15%	4	0,60	4	0,60
Îndeplinirea și verificarea condițiilor din Ghid (R_P, AC.5, contorizare, limitarea injectiei)	20%	5	1,00	5	1,00
Scalabilitate și posibilități de extindere	10%	4	0,40	5	0,50
Concurența la achiziție	10%	3	0,30	4	0,40
Disponibilitate și fiabilitate	10%	4	0,40	5	0,50
Randament energetic	5%	5	0,25	3	0,15
Standardizare și riscuri de integrare	5%	5	0,25	3	0,15
TOTAL	100%		4,45		4,05

Tabelul 5.1.b – Analiza multicriterială a scenariilor

Scenariul 1 obține 4,45 puncte, față de 4,05 puncte pentru Scenariul 2. Avantajul decisiv al Scenariului 1 este costul de investiție, cu cea mai mare pondere, rezultat din reducerea la jumătate a echipamentelor de conversie de la PF1; Scenariul 2 este superior la scalabilitate, disponibilitate și concurența la achiziție, criterii cu ponderi mai reduse.

5.2. SELECTAREA ȘI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E), RECOMANDAT(E)

Scenariul recomandat este **Scenariul 1 – Stocare cuplată în curent continuu, prin invertoare hibride (DC-coupled), la toate cele trei centrale**, pentru următoarele motive:

- **cost mai mic** – la PF1 se instalează 300 kW de echipamente de conversie în loc de 600 kW, iar bateriile se realizează din module LFP standard de 14,33 kWh; costul de investiție se încadrează în plafonul de 1.100.000 euro/MW instalat (proiect care include pompe de căldură), fără T.V.A.;
- **randament mai bun** – bateriile se încarcă direct din câmpul fotovoltaic, fără conversia suplimentară c.c.–c.a.–c.c.;
- **standardizare** – aceeași arhitectură și aceeași familie de echipamente la cele trei centrale, cu un singur set de piese de schimb, o singură procedură de exploatare și o singură integrare în EMS;
- **scalabilitate** – capacitatea de stocare de la PF1 poate fi extinsă modular, cu până la ≈ 504 kWh, în limita de $4 \text{ h} \times P_{PV}$;
- **îndeplinirea condițiilor obligatorii din Ghidul solicitantului**: $R_P \geq 1,00$, $2 \text{ h} \times P_{PV} \leq E_{\text{stoc}} \leq 4 \text{ h} \times P_{PV}$, limitarea injectiei la maximum 400 kW prin management dinamic al puterii, contorizarea distinctă a fluxurilor;
- **specificare neutră** – echipamentele se specifică exclusiv prin parametri de performanță și prin cerința de compatibilitate certificată invertor – baterii, fără indicarea unui producător.

Din analizele realizate, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și al riscurilor, precum și din analiza multicriterială (Tabelul 5.1.b), Scenariul 1 este considerat optim spre a fi implementat.



5.3. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)

a) Obținerea și amenajarea terenului

Investiția se realizează pe imobilul aflat în proprietatea publică a beneficiarului, conform extrasului de carte funciară anexat. Nu sunt necesare cheltuieli pentru obținerea terenului și nu se realizează exproprieri. Amenajarea terenului constă în: curățarea și nivelarea locală a amplasamentului, trasarea, realizarea împrejmuirii și a porții de acces, a platformei pentru sistemul de stocare și posturile de conversie și aducerea la starea inițială a suprafețelor afectate temporar.

b) Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

Singura utilitate necesară este energia electrică, pentru racordarea centralei la rețea și pentru serviciile auxiliare, respectiv conexiunea de date pentru EMS și monitorizare. Nu sunt necesare alimentare cu apă, canalizare sau gaze naturale.

c) Soluția tehnică

c.1) Centrala fotovoltaică

- **Module fotovoltaice:** 634 buc. $\times$ 515 Wp, bifaciale, siliciu monocristalin tip n (TOPCon), dimensiuni de referință $1.961 \times 1.134 \times 30$ mm, eficiență minimă 23,2%, certificate SR EN IEC 61215 și SR EN IEC 61730, garanție de produs minimum 12 ani și garanție de performanță liniară minimum 25 de ani ($\geq 87\%$ la 25 de ani); putere totală 326,51 kWp;
- **Invertoare hibride:** 3×100 kW invertoare hibride HV (PF1) + 1×20 kW inverter hibrid HV (PF2) + 1×20 kW inverter hibrid HV (PF3), trifazate 0,4 kV, cu intrare pentru baterii și măsură certificată a energiei încărcate/descărcate, randament european $\geq 97\%$, grad de protecție IP65/IP66, funcții MPPT multiple, conformitate cu SR EN 50549-1 și cu cerințele operatorului de distribuție; putere totală 340,00 kW;
- **Structuri de susținere:** mese fixe în configurație 2V (două rânduri de module dispuse vertical), pe piloni metalici bătuți, orientare Sud (azimut 180° în PVGIS 6.0), înclinare 30° , din oțel zincat termic la cald, fără fundații din beton, dimensionate la acțiunile din vânt, zăpadă și seism (c.1.1);
- **Circuite de curent continuu:** cabluri solare rezistente la UV, conectori compatibili, protecții la supratensiune și separatoare;
- **Circuite de curent alternativ și tablouri:** cabluri de energie pozate îngropat/în tuburi, tablou general de joasă tensiune cu protecții și aparataj de comutație;
- **Tablou de protecție anti-insularizare** la fiecare loc de producere (PF1, PF2, PF3): protecție de interfață cu rețeaua (minimă/maximă tensiune și frecvență, ROCOF), cu deconectarea automată a centralei și a sistemului de stocare de la rețea la dispariția tensiunii din rețea, conform SR EN 50549-1 și cerințelor operatorului de distribuție din ATR;
- **Instalația de legare la pământ și protecția împotriva trăsnetului:** priză de pământ cu rezistență de dispersie $\leq 1 \Omega$, echipotențializarea tuturor structurilor metalice, conform I7/2011 și SR EN 62305;
- **Împrejmuire și securitate (PF1 Mitreni):** împrejmuire perimetrală a incintei centralei, porți de acces, iluminat de securitate (c.5), sistem de supraveghere video (c.6), comunicații și securitate cibernetică (c.7).



c.1.1) Configurația meselor și structura de susținere

Câmpul fotovoltaic PF1 este organizat în mese fixe cu două rânduri de câte 18 module dispuse vertical ($2V \times 18 = 36$ de module pe masă), fiecare rând de 18 module constituind un șir (string) al inverterului. Modulele sunt de 515 Wp, cu dimensiunile de referință $1.961 \times 1.134 \times 30$ mm. Cele 558 de module se organizează în 15 mese $2V \times 18$ și o masă $2V \times 9$, în total 31 de șiruri de câte 18 module ($11 + 10 + 10$ șiruri pe cele trei invertore).

Parametru	Valoare
Configurație masă	$2V \times 18$ module (două rânduri suprapuse, module dispuse vertical); 15 mese $2V \times 18 + 1$ masă $2V \times 9$
Număr de module / șiruri	558 module $\times$ 515 Wp = 287,37 kWp; 31 de șiruri $\times$ 18 module (câte 2 șiruri pe masă)
Orientare / înclinare	Sud (azimut 180°) / 30° față de orizontală – conform simulării PVGIS 6.0
Dimensiuni masă $2V \times 18$	lungime $\approx 20,82$ m ($18 \times 1,134$ m + rosturi de 24 mm); lungime pe pantă $\approx 3,95$ m; proiecție orizontală $\approx 3,42$ m
Înălțimi	gardă la sol la muchia inferioară $\approx 0,80$ m; muchia superioară $\approx 2,77$ m (diferență de nivel pe masă $\approx 1,97$ m)
Disponere în plan	6 rânduri de mese orientate Est – Vest, câte 3 mese pe rând (rândurile 1 – 5) și masa $2V \times 9$ pe rândul 6; culoar de $\approx 1,0$ m între mesele aceluiași rând
Pasul între rânduri	$\approx 8,25$ m (culoar liber $\approx 4,8$ m) – fără umbrire reciprocă la amiază, la solstițiul de iarnă (înălțimea soarelui $\approx 22,4^\circ$ la latitudinea $44,16^\circ$ N; pas minim calculat 8,21 m)
Câmpul fotovoltaic	$\approx 64,5 \times 44,7$ m; suprafață module ≈ 1.241 mp

Tabelul 5.1.c – Configurația meselor fotovoltaice PF1 Mitreni

Disponerea meselor la PF2 și PF3. Numărul de module al celor două centrale (câte 38) este multiplu al mesei $2V$, astfel încât mesele sunt complete, iar șirurile se adaptează la domeniul de tensiune al invertoarelor hibride:

- **PF2 Grădinița Valea Roșie** – 1 masă $2V \times 19$ (38 de module), lungime $\approx 21,9$ m, proiecție orizontală $\approx 3,42$ m; 4 șiruri de $10 + 10 + 9 + 9$ module, câte unul pe fiecare MPPT al inverterului hibrid de 20 kW; masa se amplasează în curtea grădiniței, în afara spațiului de joacă și a circulațiilor pietonale, cu latura lungă pe direcția Est – Vest și fără obstacole care să o umbrească la Sud; împrejmuire de protecție proprie (incintă $\approx 25 \times 8$ m, ≈ 200 mp);
- **PF3 Clătești** – 1 masă $2V \times 19$ (38 de module), lungime $\approx 21,9$ m, proiecție orizontală $\approx 3,42$ m, cu latura lungă pe direcția Est – Vest; 4 șiruri de $10 + 10 + 9 + 9$ module, câte unul pe fiecare MPPT al inverterului hibrid de 20 kW; amprentă cu banda de întreținere $\approx 25 \times 8$ m (≈ 200 mp) în curtea Centrului Medical.

Poziția exactă a meselor în curțile celor două obiective, distanțele față de clădiri, de limitele de proprietate și de obstacolele care pot produce umbră se stabilesc prin planul de situație.

Structura de susținere – mese fixe pe piloni metalici bătuți. Pentru toate câmpurile fotovoltaice amplasate la sol (PF1 Mitreni, PF2 Grădinița Valea Roșie și PF3 Clătești) s-a adoptat soluția constructivă a meselor fixe în configurație $2V$, cu înclinare de 30° și orientare Sud, susținute de piloni metalici din profile zincate, înfipti în teren prin batere cu utilaj hidraulic, fără fundații din beton, fără săpături și fără betonări pe amplasament. La PF2 și PF3 se reia aceeași soluție constructivă, cu masa-tip $2V$ a centralei PF1.



Element	Caracteristici
Piloni	profile metalice tip C, Z sau sigma, din oțel S235/S355, zincate termic la cald, strat min. 70 microni
Fixare în teren	batere directă cu utilaj hidraulic; adâncime de încastrare min. 1,50 m, stabilită definitiv prin breviarul de calcul, pe baza studiului geotehnic și a probelor de smulgere pe piloni de probă
Structura mesei	cadre transversale înclinate (stâlp frontal, stâlp posterior, riglă, diagonală) și pane longitudinale din oțel zincat, cu îmbinări demontabile
Prinderea modulelor	cleme intermediare și de capăt din aluminiu, cu șuruburi din oțel inoxidabil A2
Reglaje	conexiuni cu reglaj pe înălțime, pentru compensarea denivelărilor terenului
Legare la pământ	platbandă din oțel zincat, cu legarea tuturor elementelor metalice și a ramelor modulelor
Durata de viață proiectată	min. 25 ani

Tabelul 5.1.d – Structura de susținere a meselor fotovoltaice la sol

Acțiune	Reglementare	Modul de verificare
Zăpadă	CR 1-1-3/2012	încărcarea caracteristică pe sol pentru amplasament, cu coeficient de formă pentru suprafețe înclinate la 30°
Vânt	CR 1-1-4/2012	presiunea de referință pentru amplasament, cu coeficienți de presiune pentru panouri libere, verificare la presiune și la sucțiune
Seism	P100-1/2013	verificare cu valorile a _g și T _C corespunzătoare amplasamentului
Capacitatea portantă a pilonilor	studiul geotehnic + probă in situ	test de smulgere și de împingere laterală pe piloni de probă, înainte de execuția în serie

Tabelul 5.1.e – Verificările de calcul ale structurii de susținere

Soluția pe piloni bătuți s-a ales pentru următoarele motive:

- **montaj rapid** – baterea pilonilor se execută cu utilaj hidraulic, cu o cadență de ordinul zecilor de piloni pe zi, fără timpi de așteptare pentru întărirea betoanelor (min. 28 de zile); structura se montează imediat după baterea pilonilor, iar modulele imediat după structură;
- **impact minim asupra terenului** – fără săpături, decopertări sau turnări de beton; terenul dintre și de sub mese rămâne înierbat și permeabil, se întreține prin cosire mecanică, iar la sfârșitul duratei de viață pilonii se extrag și terenul revine la starea inițială, fără resturi de beton (principiul DNSH, soluție complet reversibilă);
- **cost de execuție inferior fundațiilor clasice** – se elimină cheltuielile cu săpătura, cofrajele, armătura, betonul și readucerea terenului la starea inițială;
- **comportare bună la încărcările amplasamentului** – pilonul bătuț lucrează pe toată lungimea de încastrare prin frecare laterală și rezistență pasivă a pământului, atât la smulgere (solicitarea determinantă, din sucțiunea vântului), cât și la împingere laterală;
- **adaptabilitate la denivelări** – cotele de prindere pe piloni se reglează pe înălțime, fără lucrări de nivelare;



- **standardizare** – aceeași soluție, cu aceleași profile, cleme și utilaj de baterie, la toate cele trei amplasamente la sol.

Alternativa cu fundații izolate din beton a fost respinsă din considerente de cost, durată de execuție, impact asupra terenului și ireversibilitate; ea rămâne aplicabilă punctual, dacă studiul geotehnic identifică pe o porțiune a amplasamentului un teren care nu permite baterea pilonilor (umpluturi neconsolidate, obstacole în teren).

c.2) Sistemul de stocare a energiei (BESS)

Fiecare loc de producere are propriul sistem de stocare, dimensionat distinct în Centralizatorul de dimensionare (foaia „Indicatori Mitreni”), pe baza aceleiași metode: capacitatea se alcătuiește în configurații comerciale, din module de baterii LFP de 14,33 kWh (51,2 V / 280 Ah) la PF1 și de 5,12 kWh (51,2 V / 100 Ah) la PF2 și PF3, cu cel mai mic număr de module pentru care capacitatea utilă ($E_{\text{nominal}} \times \text{DoD}$, $\text{DoD} = 95\%$) asigură minimum $2 \text{ h} \times P_{\text{PV}}$ (limita inferioară a condiției AC.5, aplicată capacității utile), iar capacitatea nominală rămâne sub $4 \text{ h} \times P_{\text{PV}}$. Puterea de stocare este puterea invertoarelor hibride, cel puțin egală cu P_{PV} a fiecărei centrale (AC.4).

Parametru	PF1 Mitreni	PF2 Grădinița Valea Roșie	PF3 Clătești	Total
P_PV (I.1)	287,37 kW	19,57 kW	19,57 kW	326,51 kW
Arhitectură	cuplare în c.c., 3 invertoare hibride HV	cuplare în c.c., inverter hibrid HV	cuplare în c.c., inverter hibrid HV	–
Putere stocare P_stoc	300 kW (3 × 100 kW)	20 kW	20 kW	340 kW
Configurație baterii	3 stack-uri (15 + 14 + 14 module) × 14,33 kWh	1 stack × 9 module × 5,12 kWh	1 stack × 9 module × 5,12 kWh	43 + 18 module
Capacitate nominală E_stoc	616,19 kWh	46,08 kWh	46,08 kWh	708,35 kWh
Capacitate utilă (DoD 95%)	585,38 kWh	43,78 kWh	43,78 kWh	672,93 kWh
Interval AC.5 (2 h util – 4 h nominal)	574,74 – 1.149,48 kWh	39,14 – 78,28 kWh	39,14 – 78,28 kWh	653,02 – 1.306,04 kWh
Durată utilă la P_PV	2,04 h	2,24 h	2,24 h	2,06 h
AC.4 – $R_P = P_{\text{stoc}} / P_{\text{PV}}$	1,044	1,022	1,022	1,041
Amplasare	dulapuri de exterior pe platformă de beton, în incinta împrejmuită a centralei (zona ≈ 10 × 6 m de la acces)	dulap de exterior lângă câmpul PV din curtea grădiniței, în zona împrejmuită	dulap de exterior la peretele exterior izolat al Centrului Medical Clătești, pe fundație proprie, fără acces public	–
Rolul principal	acoperirea iluminatului public Mitreni + Valea Roșie (≈ 598 kWh/noapte în decembrie – acoperire 0,98)	consumul grădiniței și al pompei de căldură, după apusul soarelui	iluminatul public Clătești (≈ 106 kWh/noapte în decembrie – acoperire 0,41) și centrul medical	–

Tabelul 5.1.f – Configurația sistemelor de stocare, pe locuri de producere (conform Centralizatorului de dimensionare)



Loc de producere	Invertor / P_PV	Model stack	Nr. modul e	Putere nominală stack (kWh)	Putere utilizabilă (kWh)	Ore funcționare (h)
PF1 Mitreni	3 × 100 kW hibrid HV / 287,37 kW	Stack 280	15	214,95		
		Stack 280	14	200,62		
		Stack 280	14	200,62		
PF1 – total nominal			43	616,19	585,38	2,04
PF2 Grădinița Valea Roșie	20 kW hibrid HV / 19,57 kW	Stack 100	9	46,08	43,78	2,24
PF3 Clătești	20 kW hibrid HV / 19,57 kW	Stack 100	9	46,08	43,78	2,24
TOTAL	340 kW / 326,51 kW		43 + 18	708,35	672,93	2,06

Tabelul 5.1.g – Indicatorii de stocare pe locuri de producere (Centralizator, foaia „Indicatori Mitreni”: DoD = 0,95; putere utilizabilă = putere nominală × DoD; ore funcționare = putere utilizabilă / P_PV)

PF1 Mitreni – stocarea de 300 kW / 616,19 kWh se realizează cu cuplare în curent continuu: fiecare dintre cele 3 invertore hibride de 100 kW are câte un stack de baterii LFP de înaltă tensiune (15, 14 și 14 module × 14,33 kWh), cu BMS propriu. Dulapurile de baterii și invertorele se amplasează pe o platformă din beton armat, lângă tabloul general, la accesul în incinta împrejmuită, în câmpul vizual al camerei CCTV de la poartă. Contorizarea distinctă se asigură prin contoare pe ieșirea în c.a. a invertorelor și la punctul de delimitare, iar energia încărcată și descărcată din baterii se măsoară pe partea de c.c. (măsură certificată a invertorului / BMS sau contor de c.c. dedicat).

PF2 Grădinița Valea Roșie și PF3 Clătești – stocarea se integrează prin câte un invertor hibrid trifazat de 20 kW, cu baterii de înaltă tensiune de 9 module × 5,12 kWh (51,2 V / 100 Ah, tensiune nominală ≈ 460,8 V). La această tensiune, curentul de încărcare/descărcare al invertorului (50 A) permite o putere a bateriilor de ≈ 23 kW, peste puterea nominală de 20 kW a invertorului. Puterea invertorului hibrid este cea mai mică treaptă standard $\geq P_{PV}$, astfel încât condiția $R_P \geq 1$ este îndeplinită. La PF2 și PF3, capacitatea s-a stabilit la cel mai mic număr de module care asigură condiția AC.5 pe capacitatea utilă. La PF3, bateriile se amplasează în mediul exterior al clădirii, pe fundație proprie, la peretele exterior izolat, fără acces public, cu respectarea distanțelor de siguranță și a condițiilor de ventilație.

Cerințele tehnice minime comune pentru sistemele de stocare sunt:

- putere nominală (încărcare/descărcare) și capacitate nominală cel puțin egale cu valorile din Tabelul 5.1.f, pentru fiecare loc de producere; total $P_{stoc} \geq 340$ kW, $E_{stoc} \geq 708,35$ kWh (672,93 kWh utili);
- tehnologie litiu-fier-fosfat (LiFePO₄ / LFP); nu se acceptă tehnologii pe bază de plumb, NiCd sau NiMH;
- adâncime de descărcare utilizabilă DoD $\geq 95\%$, confirmată prin fișa tehnică a producătorului; randament global al ciclului încărcare–descărcare $\eta_{RT} \geq 88\%$;
- număr minim de cicluri garantate: 6.000; garanție minimă 10 ani;
- BMS cu protecții (supratensiune, subtensiune, supracurent, temperatură), echilibrarea celulelor și jurnalizarea evenimentelor, interfațat cu EMS (c.3);



- management termic (climatizare/ventilație și încălzire pentru încărcarea la temperaturi scăzute); pentru PF1, sistem de detecție și stingere a incendiului integrat în dulapurile de baterii;
- grad de protecție minim IP55 pentru echipamentele amplasate în exterior; modulele de baterii cu grad de protecție inferior (ex. IP20) se montează în dulapuri / containere de exterior IP55, cu climatizare și încălzire (încărcare la temperaturi de 0 ... 55 °C);
- blocarea încărcării bateriilor din energie preluată din rețea (încărcare exclusiv din surplusul fotovoltaic), conform strategiei de operare de la cap. 3.2.3.3;
- compatibilitate inverter hibrid – baterii certificată de producător (lista de compatibilitate), cu garanție unitară pe ansamblu;
- certificări: SR EN IEC 62619, SR EN IEC 62477-1 (invertoare hibride), UN 38.3, marcat CE; echipamente noi, conforme cu Regulamentul (UE) 2023/1542.

c.3) Sistemul de management energetic (EMS), managementul dinamic al puterii și contorizarea

Proiectul include un sistem de management energetic (EMS), care comandă strategia de încărcare/descărcare a stocării și integrează sistemul de management dinamic al puterii, obligatoriu potrivit secțiunii 1.4 din Ghidul solicitantului. Acesta monitorizează în timp real fluxurile de putere din punctul de delimitare și plafonează instantaneu și automat injecția de energie în rețea la pragul maxim autorizat (maximum 400 kW), în momentele în care producția depășește suma dintre autoconsumul instantaneu și capacitatea de absorbție a sistemului de stocare.

Fiecare loc de producere (PF1 Mitreni, PF2 Grădinița Valea Roșie, PF3 Clătești) are propriul controler EMS, instalat în amplasament, care coordonează invertoarele, sistemul de stocare și punctul de măsură de la punctul de delimitare; cele trei controlere se integrează într-o platformă comună de monitorizare și raportare, accesibilă beneficiarului. EMS asigură evidențierea separată a producției din sursa regenerabilă, a energiei încărcate și descărcate din sistemul de stocare, a consumului din rețea și, după caz, a injecției în rețea.

Funcțiile de control se execută local, prin controlerul instalat în amplasament, independent de disponibilitatea conexiunii de date. În cazul întreruperii comunicației, sistemul continuă să aplice ultima strategie de operare configurată, iar datele se stochează local și se sincronizează la restabilirea legăturii.

Funcții minime de control:

- dispecerizarea automată a sistemului de stocare, pe baza măsurătorilor în timp real la punctul de delimitare, conform strategiei de operare de la cap. 3.2.3.3 (încărcare din surplusul fotovoltaic, descărcare seara și noaptea, cu prioritate pentru iluminatul public);
- limitarea dinamică a puterii injectate în rețea la valoarea aprobată prin ATR (maximum 400 kW per loc de producere) sau funcționare cu export zero, după caz;
- blocarea încărcării sistemului de stocare din energie preluată din rețea, ca funcție configurabilă și protejată împotriva modificării neautorizate;
- gestionarea ferestrei de stare de încărcare (SoC), cu praguri configurabile, astfel încât energia utilizabilă să corespundă capacității utile asumate ($E_{util} = E_{nominal} \times DoD \geq 2 \text{ h} \times P_{PV}$);



- limitarea puterii de încărcare și de descărcare la valorile configurate;
- funcționare în regim automat, cu posibilitatea trecerii temporare în regim manual de către personalul autorizat.

Funcții minime de monitorizare și raportare:

- achiziția datelor de la punctele de măsură și de la echipamentele de conversie și stocare, prin protocoale deschise, pe conexiune securizată;
- interfațare cu sistemul de management al bateriilor (BMS) pentru preluarea stării de încărcare, a temperaturii modulelor și a stărilor de alarmă;
- interfață accesibilă prin browser, pe conexiune criptată, cu afișarea separată a celor patru fluxuri de energie (producție PV, încărcare stocare, descărcare stocare, schimb cu rețeaua) și cu grafice istorice, pentru fiecare loc de producere și agregat;
- calculul energiei produse, al energiei absorbite și livrate de stocare și al numărului de cicluri echivalente, pentru raportarea indicatorilor I.2 – I.6 pe perioada de monitorizare;
- rapoarte pe perioade configurabile, cu export în format editabil;
- alarme pentru echipament indisponibil, funcționare în eroare, ieșirea din fereastra de stare de încărcare, depășirea puterii de injecție aprobate și orice încărcare din rețea, cu notificare către beneficiar;
- jurnalizarea modificărilor de parametri de operare, cu identificarea utilizatorului, a momentului și a valorilor anterioare și ulterioare.

Cerințe tehnice minime: interoperabilitate prin protocoale deschise și standardizate (ex. Modbus TCP, SunSpec, IEC 61850, după caz); autentificare cu gestionare pe roluri, minimum administrare, operare și vizualizare; criptare pe toate interfețele; fără expunerea directă a echipamentelor din amplasament către internet; retenție a datelor de măsură de minimum 5 ani, corespunzător perioadei de monitorizare; backup periodic; documentație de utilizare în limba română; instruirea personalului beneficiarului.

Circuite de comunicație. Pentru circuitele de comunicație din amplasament se propun cabluri de tip ethernet S/FTP categoria 6. Se asigură o conexiune de date pentru EMS, pentru BMS și pentru contorizare, care permite monitorizarea și administrarea de la distanță a instalației.

Cerințele de mai sus constituie nivelul funcțional minim asumat prin prezentul studiu de fezabilitate, necesar pentru îndeplinirea condițiilor din Ghidul solicitantului și pentru atingerea indicatorilor tehnico-economici propuși. Configurația detaliată a EMS (arhitectura, protocoalele de comunicație, punctele de măsură, pragurile și parametrii de configurare, integrarea cu echipamentele efectiv livrate) se stabilește la faza de proiect tehnic și detalii de execuție și se detaliază în caietul de sarcini, fără indicarea unei mărci sau a unui model, cu respectarea principiilor achizițiilor publice.

c.4) Integrarea cu locurile de consum

PF1 Mitreni se racordează ca loc de producere și de consum nou, pe baza unui aviz tehnic de racordare nou, solicitat operatorului de distribuție. **PF2 Grădinița Valea Roșie** și **PF3 Clătești** se racordează în instalațiile de utilizare ale locurilor de consum existente (POD RO002E220691512, respectiv RO002E220691332), în spatele contorului, prin upgrade de putere al acestora (cap. 6.4, Tabelul 6.1). Energia produsă se utilizează pentru



acoperirea consumului locurilor de consum declarate în proiect (Tabelul 4.3), în regimul aplicabil autoconsumului entităților publice cu mai multe locuri de consum.

c.5) Împrejmuire perimetrală și iluminat de securitate – PF1 Mitreni

Centrala PF1 se amplasează la sol, pe un teren împrejmuit numai parțial (CF 27654, 16.911 mp). Pentru protecția echipamentelor împotriva accesului neautorizat, a furtului și a vandalismului, precum și pentru siguranța persoanelor față de instalațiile electrice, incinta centralei (câmpul fotovoltaic, platforma sistemului de stocare, posturile de invertoare și tabloul general) se împrejmuește și se echipează cu iluminat de securitate și cu sistem de supraveghere video (c.6). Pentru limitarea costurilor, se împrejmuește numai incinta tehnică, nu întregul teren.

Dimensiunile incintei (predimensionare). Câmpul fotovoltaic de 558 de module se organizează în 15 mese $2V \times 18$ module și o masă $2V \times 9$ (c.1.1, Tabelul 5.1.c), dispuse pe 6 rânduri, cu pasul dintre rânduri $\approx 8,25$ m (fără umbră la amiază la solstițiul de iarnă, înclinare 30°): câmp $\approx 64,5 \times 44,7$ m. Cu o bandă de circulație și întreținere de $\approx 3,5$ m pe contur și cu zona de $\approx 10 \times 6$ m pentru platforma sistemului de stocare și tabloul general, la accesul din drum, incinta împrejmuită rezultă de $\approx 72 \times 62$ m (≈ 4.464 mp), cu un perimetru de $\approx$ **268 m**.

Împrejmuirea perimetrală:

- împrejmuire din panouri bordurate din plasă sudată zincată și plastifiată, cu înălțimea de min. 2,0 m, pe stâlpi din țevă rectangulară zincată ($\approx 60 \times 40$ mm) la $\approx 2,5$ m, cu fundații izolate din beton simplu C16/20 ($\approx 0,40 \times 0,40 \times 0,80$ m); lungime ≈ 268 m;
- poartă de acces auto cu două canate, lățime liberă $\approx 5,0$ m, pentru accesul utilajelor de montaj și întreținere și al autospecialelor de intervenție, și poartă pietonală de $\approx 1,0$ m, ambele cu închidere cu lacăt/yală și contact magnetic de semnalizare a deschiderii;
- legarea la pământ a gardului și a porților la priza de pământ a centralei (echipotențializare, I7/2011);
- plăcuțe de avertizare „Pericol de electrocutare”, „Accesul persoanelor neautorizate interzis” și „Zonă supravegheată video”, pe fiecare latură și la porți.

Iluminatul de securitate:

- 4 proiectoare LED de exterior de ≈ 50 W, IP66, temperatură de culoare ≈ 3.000 K, cu distribuție asimetrică orientată spre interiorul incintei (limitarea poluării luminoase și a iluminării drumului și a proprietăților vecine), montate pe 4 stâlpi metalici de 5 – 6 m, la colțurile incintei, comuni cu camerele video;
- comandă prin ceas astronomic și senzori de prezență, cu funcționare în regim redus ($\approx 20\%$) pe timp de noapte și trecere la flux maxim la detecția de mișcare sau la alarmă;
- alimentare din circuitul de servicii interne al centralei, din tabloul general, cu protecție diferențială.

Consumul serviciilor interne. Echipamentele CCTV și de comunicații din incintă – 5 camere, switch PoE, router, UPS (≈ 500 kWh/an) – și iluminatul de securitate (regim redus 20% pe durata nopții și flux maxim la alarmă, ≈ 195 kWh/an) au un consum estimat de ≈ 695 kWh/an, acoperit din producția centralei PF1 și din stocare. În mod acoperitor, acest consum nu se include în C_{an} al centralei PF1, astfel încât raportul R_{ac} nu este influențat favorabil.



Cheltuielile pentru împrejmuire, supraveghere video și iluminat de securitate sunt cheltuieli eligibile de amenajare a terenului, respectiv de construcții și instalații aferente investiției de bază (Ghidul solicitantului, secțiunea 1.7), și se includ în devizul obiectului PF1 (capitolul 2 – amenajarea terenului / capitolul 4.1 – construcții și instalații).

c.6) Sistemul de supraveghere video (CCTV) – PF1 Mitreni

Sistemul CCTV asigură supravegherea perimetrului și a accesului în incinta centralei PF1. Camerele se integrează în sistemul CCTV existent de la sediul primăriei (dispeceratul sistemului TIC al comunei, alăturat terenului), unde se realizează înregistrarea și vizualizarea imaginilor; în incintă se prevede numai un dulap de transmisiuni. Soluția minimă asumată:

- 5 camere IP fixe de exterior, tip bullet, minimum 4 MP, iluminare IR ≥ 50 m, compresie H.265, alimentare PoE, protecție la supratensiune pe fiecare linie PoE: 4 camere pe cei 4 stâlpi de colț, orientate de-a lungul gardului, și 1 cameră pentru poarta de acces și platforma de stocare, montată pe stâlpul de colț cel mai apropiat de acces; stâlpi metalici de 5 – 6 m, amplasați la ≈ 1 m în interiorul gardului (comuni cu iluminatul de securitate); câmpul vizual se reglează în șantier pentru eliminarea zonelor moarte și pentru a nu supraveghea proprietățile vecine;
- dulap de transmisiuni de exterior dedicat (IP55, ventilație cu termostat), lângă tabloul general, alimentat prin circuit dedicat, cu: switch PoE administrabil (minimum 8 porturi PoE și 2 porturi SFP), router de securitate, sertar de terminare a fibrei, UPS ≈ 1.000 VA, protecții la supratensiune pe alimentare și date, contact de deschidere a ușii (tamper);
- legături camere – dulap prin cablu Cat. 6 S/FTP de exterior (maximum 90 m pe legătură), pozat îngropat în tub corugat HDPE, cu bandă avertizoare; legătura dulap – primărie prin cablu de fibră optică single-mode (minimum 4 fibre), pozat în tub, pe un traseu de ≈ 250 m;
- înregistrarea imaginilor pe înregistratorul existent din primărie, pentru minimum 20 de zile calendaristice, conform HG nr. 301/2012 (Anexa 1 și Anexa 7);
- afișarea semnelor de avertizare privind existența sistemului de supraveghere video, conform art. 67 alin. (2) din Anexa 7 la HG nr. 301/2012; prelucrarea imaginilor cu respectarea Regulamentului (UE) 2016/679 (GDPR); proiectarea și instalarea de către o societate licențiată conform Legii nr. 333/2003.

Echipament / material	Cantitate	U.M.
Cameră IP bullet de exterior, 4 MP, IR ≥ 50 m, PoE	5	buc.
Stâlp metalic 5 – 6 m, cu console pentru cameră și proiector	4	buc.
Protecție la supratensiune PoE	5	buc.
Dulap de transmisiuni de exterior IP55, cu ventilație și termostat	1	buc.
Switch PoE administrabil (≥ 8 PoE + 2 SFP)	1	buc.
Router de securitate (firewall, VPN, 4G/LTE)	1	buc.
UPS ≈ 1.000 VA	1	buc.
Module SFP + sertar de terminare fibră	1	set
Cablu fibră optică single-mode, 4 fibre (dulap – primărie)	250	m
Cablu Cat. 6 S/FTP de exterior (camere – dulap)	400	m
Plăcuțe de avertizare „Zonă supravegheată video”	4	buc.

Tabelul 5.2 – Cantitățile principale ale sistemului CCTV și de comunicații – PF1



c.7) Comunicații și securitate cibernetică

Securitatea cibernetică a sistemelor de supraveghere video și de control ale centralei este tratată ca cerință de proiectare. Se impun următoarele cerințe minime, care se detaliază la faza PT + DE și în caietul de sarcini:

- **echipamente conforme NDAA** (National Defense Authorization Act, secțiunea 889, SUA): camerele IP, switch-urile și routerul nu vor proveni de la producătorii incluși pe listele de restricții din motive de securitate; deși nu este o cerință expresă a legislației din România, conformitatea se atestă prin declarația producătorului/furnizorului;
- **router de securitate** în dulapul de transmisiuni, cu firewall și VPN (site-to-site IPsec sau VPN SSL pentru administrare de la distanță), fără expunerea directă a echipamentelor în Internet; autentificare cu factori multipli pentru conturile de administrare; legătură de rezervă 4G/LTE cu comutare automată;
- **segmentarea rețelei** în două VLAN-uri distincte: „CCTV” (camere) și „CONTROL” (EMS, invertoare, BMS, contorizare), cu trafic între VLAN-uri permis numai pe fluxurile necesare (principiul „least privilege”) și administrarea echipamentelor pe o interfață separată, restricționată la adresele operatorilor autorizați;
- **măsuri de bază**: parole unice, firmware actualizat, acces HTTPS/SSH numai din adrese de încredere, sincronizare de timp (NTP), jurnalizarea evenimentelor (syslog) și alarme la căderea legăturii, a alimentării sau la deschiderea dulapului; backup al configurațiilor și procedură de revenire în caz de incident;
- **protecție fizică**: dulap închis cu cheie, contact de ușă, protecții la supratensiune și împământare comună, etichetarea unitară a cablurilor și a porturilor.

Opțional, datele operaționale (alarme, stare legături, producție) pot fi centralizate într-o aplicație de monitorizare (IoT), prin conexiunea VPN securizată, cu acces pe roluri și jurnalizare completă.

c.8) Pompa de căldură – Grădinița Valea Roșie

Prin proiect se instalează la Grădinița Valea Roșie (str. Fagului nr. 646, CF 28625) două pompe de căldură aer-apă monobloc de 12 kW, în cascadă (agent frigorific R290, 400 V; model de referință Romstal EcoHeat by Midea, cod 81PC1035 – Midea MHC-V12WD2RN7-ER90: putere termică declarată $P_{rated} = 12,0$ kW/unitate la 55 °C și 12,1 kW/unitate la 35 °C, climat mediu, $\eta_s = 141,8\%$ la 55 °C, conform fișei tehnice ErP), integrate în instalația de încălzire existentă, în regim bivalent-paralel cu centrala termică pe lemne existentă (Thermostahl MCL 120 – 139 kW, 2022), care rămâne sursă de vârf și de rezervă; prepararea apei calde de consum rămâne pe boilerul bivalent existent (Tesy, 472 l). Cascada este gestionată de controlerul unității principale (funcție de cascadă integrată). Capacitatea nou instalată pentru pompe de căldură (indicatorul I.7) este de **24 kW**. Pompele de căldură sunt alimentate din centrala fotovoltaică PF2, amplasată în curtea grădiniței.

Mărime	Valoare	U.M. / bază de calcul
Arie utilă încălzită	374,4	mp ($0,9 \times 416$ mp suprafață construită)
Înălțime liberă	2,70	m
Volum încălzit V	1.010,9	mc
Necesar termic specific q	30	W/mc – clădire reabilitată termic
Necesar de putere termică $P_{nec} = V \times q$	30,33	kW



Mărime	Valoare	U.M. / bază de calcul
Putere termică declarată pompe de căldură P_{PC} (P_{rated} , 55 °C, climat mediu)	24,0	kW ($2 \times 12,0$ kW, cascadă) – 79% din P_{nec}
Putere electrică absorbită la sarcină nominală ($P_{PC} / SCOP$)	6,72	kW
Energie termică anuală necesară $E_{th} = P_{nec} \times 1.450$ h	43.973	kWh _{th} /an
Fracțiune din energia termică livrată de PC $f = \min(1; 0,25 + 1,1 \times P_{PC} / P_{nec})$	1,00	– regim bivalent-paralel
Energie termică livrată de PC = $\min(f \times E_{th}; P_{PC} \times 2.200$ h)	43.973	kWh _{th} /an (≈ 1.830 h echivalente)
SCOP (SR EN 14825, climat mediu, 55 °C)	3,57	– prudent, valoarea gamei ($\eta_s = 139,9 \dots 141,8\%$)
Consum anual de energie electrică al pompelor de căldură	12.317	kWh/an – inclus în C_{an} al centralei PF2
Capacitate nou instalată pentru pompe de căldură (I.7)	24	kW

Tabelul 5.2.a – Calculul energetic al pompelor de căldură – Grădinița Valea Roșie (centralizator; audit electroenergetic, cap. 5.2.1)

Încadrarea în condițiile din Ghidul solicitantului (secțiunea 2.4 lit. f):

- soluție tehnică unitară de încălzire a clădirii – pompele de căldură se racordează la instalația existentă de încălzire a grădiniței, prin vas tampon și automatizare comună cu centrala pe lemne;
- dimensionare pe baza necesarului de căldură: volum încălzit ≈ 1.011 mc $\times 30$ W/mc (clădire reabilitată termic) = 30,3 kW; pompele de căldură acoperă $\approx 79\%$ din necesarul de putere termică (24,0 / 30,3 kW, pe baza puterii declarate în fișa tehnică ErP), peste pragul minim de 50%;
- energia termică anuală necesară ≈ 43.973 kWh_{th} (30,3 kW $\times 1.450$ h); pompele de căldură livrează practic integral necesarul anual de energie termică utilă (peste pragul minim de 50%), cu un consum de energie electrică estimat de ≈ 12.317 kWh/an (audit electroenergetic, Anexa 4);
- echipament testat și declarat conform SR EN 14511 și SR EN 14825, cu SCOP $\geq 3,5$ pentru zona climatică medie (model de referință: $\eta_s = 141,8\%$ la 55 °C, SCOP $\approx 3,6$);
- comanda și reglajul se realizează printr-un sistem de automatizare coordonat pentru cascada de pompe de căldură și centrala pe lemne (prioritate pompe de căldură, pornirea centralei pe lemne la temperaturi exterioare scăzute);
- funcția principală este încălzirea spațiilor; nu se prevăd aparate individuale de climatizare.

d) Probe tehnologice și teste

- verificări ale instalațiilor electrice: continuitatea conductoarelor de protecție, rezistența de izolație, rezistența de dispersie a prizei de pământ, protecțiile (I7/2011, PE 116/94);
- încercări de punere în funcțiune a sistemului fotovoltaic conform IEC 62446-1 (curbe I-V, termografie);
- probe funcționale ale invertoarelor hibride: sincronizare, protecții la insularizare, puterea nominală la încărcare și descărcare;



- verificarea capacității nominale și a energiei utilizabile a stocării printr-un ciclu complet, determinarea randamentului η_{RT} ;
- probe ale EMS: verificarea strategiei de operare configurate (încărcarea din surplusul centralei fotovoltaice și descărcarea în intervalele de consum ale obiectivelor publice, cu prioritate pentru iluminatul public);
- verificarea funcției de limitare dinamică a injectiei și a interdicției de încărcare din energie preluată din rețea;
- verificarea configurării ferestrei de stare de încărcare în BMS și EMS, astfel încât energia utilizabilă să corespundă capacității utile asumate;
- verificarea înregistrării și evidențierii separate a producției, a energiei încărcate și descărcate, a consumului din rețea și a injectiei în rețea, precum și a comunicațiilor și a transmiterii datelor către platforma de monitorizare;
- PF1: verificarea legăturii pe fibră optică (măsurători de atenuare/OTDR), a funcționării camerelor video, a integrării în sistemul CCTV existent din primărie (înregistrare, vizualizare), a detecției de mișcare și a alarmelor, a comenzii iluminatului de securitate și a contactelor de pe porți;
- verificarea contorizării distincte și a transmiterii datelor; perioadă de funcționare de probă.

5.4. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

a) **Indicatori maximali**, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu T.V.A. și, respectiv, fără T.V.A., din care construcții-montaj (C+M), în conformitate cu devizul general:

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără T.V.A. (lei)	T.V.A. (lei)	Valoare cu T.V.A. (lei)
CAPITOLUL 1. Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 2. Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
	Total capitol 2	20.000,00	4.200,00	24.200,00
CAPITOLUL 3. Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii (de teren, raport privind impactul asupra mediului, studii de specialitate)	10.000,00	2.100,00	12.100,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00



Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără T.V.A. (lei)	T.V.A. (lei)	Valoare cu T.V.A. (lei)
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare (SF, documentații avize, verificare tehnică, PT+DE)	114.000,00	23.940,00	137.940,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță (3.7.1 management de proiect ≤ 20.000 euro; 3.7.2 audit financiar; 3.7.3 audit activitate economică < 20%)	95.000,00	17.850,00	112.850,00
3.8	Asistență tehnică (asistență proiectant, dirigenție de șantier, coordonator SSM)	26.000,00	5.460,00	31.460,00
	Total capitol 3	245.000,00	49.350,00	294.350,00
CAPITOLUL 4. Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații (structuri, fundații, platformă, împrejmuire, trasee cabluri, instalații electrice)	380.912,05	79.991,53	460.903,58
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	121.150,80	25.441,67	146.592,47
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj (module, invertoare, sistem de stocare, tablouri, contorizare)	1.090.357,21	228.975,01	1.319.332,22
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale (EMS / sistem de management dinamic al puterii – licențe)	29.192,96	6.130,52	35.323,48
	Total capitol 4	1.621.613,02	340.538,73	1.962.151,75
CAPITOLUL 5. Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	7.500,00	1.575,00	9.075,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	5.825,18	0,00	5.825,18
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	1.000,00	210,00	1.210,00
	Total capitol 5	14.325,18	1.785,00	16.110,18
CAPITOLUL 6. Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 6	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 7. Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget	94.705,65	19.888,19	114.593,84
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	89.080,65	18.706,94	107.787,59
	Total capitol 7	183.786,30	38.595,13	222.381,43
	TOTAL GENERAL	2.084.724,50	434.468,86	2.519.193,36



Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără T.V.A. (lei)	T.V.A. (lei)	Valoare cu T.V.A. (lei)
	din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	529.562,85	111.208,20	640.771,05

Tabelul 5.3 – Devizul general al obiectivului de investiții (Scenariul 1)

Valoarea totală a investiției este de 2.084.724,50 lei fără T.V.A., respectiv 2.519.193,36 lei cu T.V.A., din care C+M 529.562,85 lei fără T.V.A. (640.771,05 lei cu T.V.A.). Valoarea eligibilă este de 1.895.113,02 lei fără T.V.A. (2.290.986,75 lei cu T.V.A.), iar valoarea neeligibilă de 189.611,48 lei fără T.V.A. (228.206,61 lei cu T.V.A.).

Încadrarea în plafonul ajutorului public: pentru I.1 = 0,327 MW, plafonul ajutorului public nerambursabil este $1.100.000 \text{ euro/MW} \times 0,327 \text{ MW} = 359.161,00 \text{ euro}$ fără T.V.A., respectiv 1.895.113,02 lei la cursul BCE de 5,2765 lei/euro din 25.09.2026, data elaborării studiului. Cheltuielile care depășesc plafonul se încadrează la cheltuieli neeligibile și se suportă din bugetul local. Cheltuielile de consultanță și management de proiect (cap. 3.7.1) se limitează la maximum 20.000 euro fără T.V.A.

b) Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță – elemente fizice/capacități fizice care indică atingerea țintei obiectivului de investiții:

Indicator	Valoare	U.M.
Număr module fotovoltaice $\times$ putere nominală	634 $\times$ 515	buc. $\times$ Wp
Putere instalată în module (c.c.)	326,51	kWp
Număr invertoare $\times$ putere nominală	3 $\times$ 100 kW invertore hibride HV (PF1) + 1 $\times$ 20 kW inverter hibrid HV (PF2) + 1 $\times$ 20 kW inverter hibrid HV (PF3)	buc. $\times$ kW
Putere instalată în invertore (c.a.)	340,00	kW
Putere instalată eligibilă P_PV	326,51	kW
Putere nominală stocare P_stoc	340,00	kW
Capacitate nominală stocare E_stoc	708,35	kWh
Putere maximă evacuată în rețea (puterea invertorelor)	300 / 20 / 20 (PF1 / PF2 / PF3)	kW (≤ 400 per loc de producere)
Suprafață ocupată	4.864	mp

Tabelul 5.4 – Indicatori minimali de performanță

c) Indicatori financiari, socioeconomi, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	U.M.
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară	0,327	MW
Indicatorul I.2	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră	250,29	echivalent tone CO ₂ /an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile de energie solară	425,295	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (20 ani)	8.505,900	MWh



ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	U.M.
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei electrice	14,87	%
Indicatorul I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei din surse regenerabile de energie solară	0,708	MWh
Indicatorul I.7	Capacitatea nou instalată pentru pompe de căldură (2 pompe de căldură aer-apă în cascadă, Grădinița Valea Roșie)	24	kW

Tabelul 5.5 – Indicatorii obligatorii de realizare/rezultat (I.1 – I.7)

Indicator	Denumire / formulă	Valoare	U.M.	Condiție ghid / verificare
AC.1	C _{an} – Consum anual prognozat (facturi + consumuri noi documentate – PV existent, audit electroenergetic)	388.415	kWh/an	–
AC.2	P _{an} – Producția anuală estimată (simulare)	425.295	kWh/an	–
AC.3	R _{ac} = P _{an} / C _{an}	1,095	–	R _{ac} ≤ 1,10 – ÎNDEPLINITĂ
–	P _{PV} – puterea instalată eligibilă a centralei (min. între Σ P _{invertoare} și Σ P _{module})	326,51	kW	–
–	P _{stoc} – puterea nominală (încărcare/descărcare) a stocării	340,00	kW	–
AC.4	R _P = P _{stoc} / P _{PV}	1,041	–	R _P ≥ 1,00 – ÎNDEPLINITĂ
AC.5	E _{stoc} – capacitatea nominală a stocării	708,35	kWh	653,02 ≤ E _{stoc} ≤ 1.306,04 kWh – ÎNDEPLINITĂ
–	Durata de stocare T = E _{stoc} / P _{PV}	2,169	h	2 h ≤ T ≤ 4 h

Tabelul 5.6 – Indicatorii de autoconsum și dimensionare a stocării (AC.1 – AC.5)

Puterea sistemului de stocare P_{stoc} (340 kW: PF1 300 kW, PF2 20 kW, PF3 20 kW) este parametru minim asumat prin prezentul studiu, potrivit Ghidului solicitantului (AC.4), și reprezintă puterea nominală de încărcare/descărcare a ansamblului inverter hibrid – baterie. La achiziție și la recepție se verifică, pe fișele tehnice ale echipamentelor livrate, că puterea de încărcare/descărcare efectiv disponibilă a fiecărui ansamblu – determinată de curentul maxim al portului de baterie al inverterului și de tensiunea stack-ului de baterii – este cel puțin egală cu puterea nominală a inverterului (min. 100 kW pe fiecare inverter la PF1, min. 20 kW la PF2 și la PF3). Nu se acceptă combinații inverter – baterie la care curentul portului de baterie limitează puterea sub aceste valori; după caz, se utilizează mai multe stack-uri pe inverter (câte unul pe fiecare port de baterie) sau invertoare cu curent de baterie corespunzător, cu menținerea capacității de stocare asumate.

d) Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții este de 7 luni, iar durata de implementare a proiectului este de 18 luni de la semnarea contractului de finanțare, investiția urmând a fi finalizată, instalată, conectată la rețea și pusă în funcțiune până cel târziu la 31.12.2029.



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

Documentațiile tehnico-economice aferente obiectivului de investiții (studiul de fezabilitate și proiectul tehnic de execuție) se elaborează în conformitate cu Legea nr. 169/2026 privind Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor, cu H.G. nr. 907/2016 și cu actele normative conexe specifice domeniului energetic și al construcțiilor, în vigoare la data elaborării și predării documentațiilor, cu asigurarea cerințelor fundamentale aplicabile: rezistență mecanică și stabilitate, securitate la incendiu, igienă, sănătate și mediu, siguranță și accesibilitate în exploatare, protecție împotriva zgomotului, economie de energie, utilizare sustenabilă a resurselor naturale. Se vor respecta, în principal, următoarele reglementări:

- Legea nr. 169/2026 privind Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor;
- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții, republicată, cu modificările aduse prin Legea nr. 169/2026;
- Legea nr. 319/2006 a securității și sănătății în muncă; H.G. nr. 1.091/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă; H.G. nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierul temporar sau mobil;
- Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor; Legea nr. 481/2004 privind protecția civilă, republicată; normele metodologice de avizare și autorizare privind securitatea la incendiu și protecția civilă, în vigoare la data elaborării documentației;
- P100-1/2013, CR 0-2012, CR 1-1-3/2012, CR 1-1-4/2012 – proiectarea la acțiuni;
- I7/2011, NTE 007/08/00, NTE 001/03/00, PE 116/94, 1.RE-IP 30/2004, STAS 12604/4-89 și STAS 12604/5-90, SR EN 62305 – instalații electrice;
- SR EN ISO 9001 – sisteme de management al calității; SR EN ISO 14001 – sisteme de management de mediu;
- Ordinul A.N.R.E. nr. 239/2019, Ordinul A.N.R.E. nr. 208/2018, Ordinul A.N.R.E. nr. 15/2022 și Normele tehnice ale operatorului de distribuție.

5.6. NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A INVESTIȚIEI PUBLICE, ca urmare a analizei financiare și economice

Sursele de finanțare ale investiției sunt fondurile nerambursabile din Fondul pentru modernizare, pentru cheltuielile eligibile (100%), și bugetul local al Comunei Mitreni, pentru cheltuielile neeligibile, inclusiv cele care depășesc plafoanele ajutorului public.

Sursa de finanțare	Fără T.V.A. (lei)	T.V.A. (lei)	Cu T.V.A. (lei)
Asistență financiară nerambursabilă – Fondul pentru modernizare (cheltuieli eligibile)	1.895.113,02	395.873,73	2.290.986,75
Buget local (cheltuieli neeligibile)	189.611,48	38.595,13	228.206,61
TOTAL	2.084.724,50	434.468,86	2.519.193,36



Tabelul 5.7 – Surse de finanțare

Beneficiarul asigură din bugetul local finanțarea cheltuielilor neeligibile, a cheltuielilor conexe și a eventualelor cheltuieli suplimentare rezultate pe parcursul implementării, precum și cheltuielile de operare și mentenanță pe toată perioada de monitorizare, prin hotărâre a consiliului local. Prefinanțarea poate fi solicitată în limita a 30% din valoarea ajutorului public nerambursabil.

5.7. ANALIZA PRIVIND RESPECTAREA PRINCIPIULUI DE „A NU PREJUDICIA ÎN MOD SEMNIFICATIV” (DNSH)

5.7.1. Cadrul de referință și metodologia de evaluare

Analiza este elaborată în conformitate cu art. 17 din Regulamentul (UE) 2020/852 (Regulamentul privind taxonomia), completat cu Regulamentul delegat (UE) 2021/2139, și cu modelul de autoevaluare din Anexa 3 la Ghidul solicitantului. Potrivit secțiunii 3.1.2 din ghid, studiul de fezabilitate descrie modul în care va fi respectat principiul DNSH pe toată perioada de implementare a proiectului, precum și pe durata întregului ciclu de viață al investiției.

Activitățile economice vizate de proiect se încadrează în Anexa I la Regulamentul delegat (UE) 2021/2139, la: **pct. 4.1 „Producția de energie electrică utilizând tehnologia solară fotovoltaică”** și **pct. 4.10 „Stocarea energiei electrice”**. Evaluarea se realizează în raport cu cele șase obiective de mediu prevăzute la art. 9 din Regulamentul (UE) 2020/852, în două etape: filtrarea obiectivelor (Partea 1) și evaluarea de fond pentru obiectivele care o necesită (Partea 2).

5.7.2. Partea 1 – Filtrarea obiectivelor de mediu

Obiectiv de mediu	Necesită evaluare de fond	Justificare
1. Atenuarea schimbărilor climatice	DA	Evaluare de fond la pct. 5.7.3 lit. a); proiectul contribuie substanțial la acest obiectiv.
2. Adaptarea la schimbările climatice	DA	Evaluare de fond la pct. 5.7.3 lit. b), cu evaluarea riscurilor climatice conform apendicelui A.
3. Utilizarea durabilă și protejarea resurselor de apă și a celor marine	NU	Investiția nu utilizează apă în procesul tehnologic, nu produce ape uzate și nu presupune captări sau deversări; curățarea periodică a modulelor se face cu cantități reduse de apă, fără detergenți. Pentru activitățile 4.1 și 4.10 nu sunt prevăzute criterii DNSH specifice.
4. Tranziția către o economie circulară	DA	Evaluare de fond la pct. 5.7.3 lit. c) – durabilitatea și reciclabilitatea echipamentelor, gestionarea deșeurilor.
5. Prevenirea și controlul poluării	NU	În exploatare nu există emisii în aer, apă sau sol; bateriile LFP nu conțin cobalt și metale grele (plumb, cadmiu, mercur); deșeurile se gestionează conform legislației. Măsurile de prevenire (incendiu, scurgeri) sunt prevăzute ca cerințe tehnice minime.
6. Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor	DA	Evaluare de fond la pct. 5.7.3 lit. d), cu verificarea criteriilor din apendicele D.

Tabelul 5.8 – Filtrarea obiectivelor de mediu (Partea 1 a listei de verificare)



5.7.3. Partea 2 – Evaluarea de fond

a) Atenuarea schimbărilor climatice

Întrebare: Se preconizează că măsura va genera emisii semnificative de gaze cu efect de seră? Răspuns: **NU**.

Producția de energie electrică prin tehnologia solară fotovoltaică nu generează emisii directe de gaze cu efect de seră în faza de operare. Emisiile indirecte din faza de execuție (transport, utilaje) sunt nesemnificative și temporare. Proiectul contribuie substanțial la atenuarea schimbărilor climatice, prin înlocuirea energiei preluate din SEN, produsă parțial din surse fosile, reducerea emisiilor fiind cuantificată prin indicatorul I.2 = 250,29 tCO₂/an. Tehnologia de stocare LFP nu conține cobalt și nici metale grele; tehnologiile pe bază de plumb, NiCd sau NiMH sunt excluse expres.

Concluzie: proiectul nu prejudiciază în mod semnificativ obiectivul de atenuare a schimbărilor climatice, ci contribuie substanțial la acesta.

b) Adaptarea la schimbările climatice

Întrebare: Se preconizează că măsura va duce la creșterea efectului negativ al climatului actual și al climatului viitor preconizat asupra măsurii în sine sau asupra persoanelor, a naturii sau a activelor? Răspuns: **NU**.

Evaluarea riscurilor climatice și a vulnerabilității s-a realizat pe baza clasificării pericolelor legate de climă din apendicele A la Anexa I la Regulamentul delegat (UE) 2021/2139, pentru o durată de viață a investiției de 20–25 de ani, luând în considerare proiecțiile climatice pentru sudul Câmpiei Române (scenariile RCP 4.5 și RCP 8.5): creșterea temperaturilor medii și a frecvenței valurilor de căldură, secete mai frecvente, precipitații torențiale și furtuni.

Pericol legat de climă (apendicele A)	Relevanță	Risc rezidual	Soluția de adaptare prevăzută
Temperaturi extreme, valuri de căldură; creșterea temperaturii medii	Ridicată	Scăzut	Module cu coeficient de temperatură redus; ventilarea naturală a spatelui modulelor; management termic activ al bateriilor; limitare automată a puterii la depășirea pragurilor termice.
Temperaturi scăzute, îngheț	Medie	Scăzut	Încălzirea modulelor de baterii pentru încărcare; fundații sub adâncimea de îngheț.
Vânt puternic, furtună	Medie	Scăzut	Structuri și prinderi dimensionate conform CR 1-1-4/2012.
Precipitații extreme, grindină	Medie	Scăzut	Module certificate SR EN IEC 61215 (impact de grindină); echipamente cu grad de protecție IP corespunzător; drenarea apelor pluviale.
Ninsori abundente, chiciură	Scăzută	Scăzut	Încărcări din zăpadă conform CR 1-1-3/2012; înclinarea modulelor favorizează alunecarea zăpezii.
Incendiu de vegetație	Medie	Scăzut	Întreținerea vegetației în incintă; sistem de detecție și stingere la BESS; distanțe de siguranță.
Inundații	Scăzută	Scăzut	Echipamentele electrice și BESS se amplasează supraînălțat față de cota terenului.
Secetă, stres hidric	Scăzută	Nesemnificativ	Investiția nu consumă apă în procesul tehnologic.
Descărcări atmosferice	Medie	Scăzut	Protecție împotriva trăsnetului, priză de pământ ≤ 1 Ω, descărcătoare de supratensiune.
Alunecări de teren, eroziune	Scăzută	Nesemnificativ	Teren plan; menținerea covorului vegetal sub panouri.



Tabelul 5.9 – Evaluarea riscurilor climatice și a vulnerabilității

Soluțiile de adaptare sunt prevăzute ca cerințe tehnice minime și se preiau în proiectul tehnic și în caietele de sarcini. Ele nu afectează negativ reziliența altor persoane, a naturii sau a altor active. Concluzie: proiectul nu prejudiciază în mod semnificativ obiectivul de adaptare la schimbările climatice.

c) Tranziția către o economie circulară, inclusiv prevenirea generării de deșeuri și reciclarea

Întrebare: Se preconizează că măsura va duce la o creștere semnificativă a generării, incinerării sau eliminării deșeurilor, la ineficiențe semnificative în utilizarea resurselor sau va cauza prejudicii semnificative și pe termen lung mediului în ceea ce privește economia circulară? Răspuns: **NU**.

- conform criteriului DNSH pentru activitatea 4.1, se evaluează disponibilitatea și, acolo unde este fezabil, se utilizează echipamente și componente de înaltă durabilitate și reciclabilitate, ușor de dezamblat și de recondiționat; cerințele se includ în caietele de sarcini (garanții de produs și de performanță, module și baterii demontabile individual);
- conform criteriului DNSH pentru activitatea 4.10, se elaborează un plan de gestionare a deșeurilor care asigură reutilizarea sau reciclarea maximă la sfârșitul ciclului de viață, inclusiv prin acorduri contractuale cu partenerii de gestionare a deșeurilor; ofertantul va prezenta soluția de preluare a bateriilor la sfârșitul ciclului de viață, conform Regulamentului (UE) 2023/1542;
- constructorul asigură pregătirea pentru reutilizare, reciclare și alte operațiuni de valorificare materială a cel puțin 70% (în greutate) din deșeurile nepericuloase din construcții și demolări (exclusiv materialele naturale din categoria 17 05 04), prin colectare separată la sursă;
- deșeurile de echipamente electrice și electronice (module, invertoare, tablouri) se gestionează conform Directivei 2012/19/UE (DEEE), transpusă prin O.U.G. nr. 5/2015; componentele metalice se valorifică integral;
- gestionarea deșeurilor se realizează în linie cu Planul național de gestionare a deșeurilor (H.G. nr. 942/2017) și cu O.U.G. nr. 92/2021.

Concluzie: proiectul nu prejudiciază în mod semnificativ obiectivul privind tranziția către o economie circulară.

d) Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor

Întrebare: Se preconizează că măsura va fi (i) nocivă în mod semnificativ pentru condiția bună și reziliența ecosistemelor sau (ii) nocivă pentru stadiul de conservare a habitatelor și a speciilor, inclusiv a celor de interes pentru Uniune? Răspuns: **NU**.

Pentru proiect se parcurge procedura de evaluare a impactului asupra mediului conform Legii nr. 292/2018 (transpunerea Directivei 2011/92/UE, modificată prin Directiva 2014/52/UE), la Agenția pentru Protecția Mediului Călărași, în condițiile stabilite prin certificatul de urbanism. Conform Ghidului solicitantului, documentul final emis de autoritatea de mediu se depune la contractare numai pentru instalațiile cu putere mai mare de 400 kW, iar actul de reglementare pentru protecția mediului se depune obligatoriu la ultima cerere de plată/rambursare. Amplasamentele nu se află în arii naturale protejate, în situri Natura 2000 (ROSPA0038 Dunăre – Oltenița, ROSCI0131 Oltenița – Mostiștea – Chiciu) sau în zonele de protecție ale acestora, astfel încât nu este necesară evaluarea adecvată.

Măsuri de atenuare: lucrări executate exclusiv în perimetrul amplasamentului; menținerea covorului vegetal sub panouri și întreținerea lui prin cosire, fără erbicide; împrejmuire permeabilă pentru fauna mică; iluminat



exterior orientat descendent; colectarea selectivă a deșeurilor; aducerea la starea inițială a suprafețelor afectate temporar.

Criteriu (apendicele D)	Situația proiectului	Document justificativ
Terenuri arabile și terenuri cultivate cu fertilitate moderată până la ridicată (clasele de calitate I și II)	Nu este cazul – toate amplasamentele sunt situate în intravilan (PF1 – teren intravilan, CF 27654; PF2 și PF3 – curți-construcții), nu în circuitul agricol extravilan	Extras C.F.; studiu pedologic, dacă terenul este în circuitul agricol
Terenuri cu valoare ridicată a biodiversității / habitate ale speciilor pe cale de dispariție	Nu este cazul – amplasamentele nu se află în arii naturale protejate sau în situri Natura 2000	Actul emis de A.P.M. Călărași
Terenuri forestiere sau destinate împăduririi	Nu este cazul – terenul nu face parte din fondul forestier național	Dovadă / declarație pe propria răspundere

Tabelul 5.10 – Verificarea criteriilor din appendicele D la Anexa I la Regulamentul delegat (UE) 2021/2139

Concluzie: proiectul nu prejudiciază în mod semnificativ obiectivul privind protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor, sub condiția confirmării prin actul emis de autoritatea competentă pentru protecția mediului.

5.7.4. Măsurile asumate pe fazele ciclului de viață

Faza	Măsurile asumate
Proiectare	Obligația proiectantului de a asigura conformitatea cu DNSH; preluarea în PT a cerințelor tehnice minime și a soluțiilor de adaptare climatică.
Achiziții	Cerințe privind durabilitatea și reciclabilitatea echipamentelor, garanțiile, preluarea bateriilor la sfârșitul vieții, pragul de 70% pentru deșeurile de construcții, obligația contractantului de a respecta măsurile DNSH.
Execuție	Colectare selectivă a deșeurilor, contracte cu operatori autorizați, instruirea personalului, respectarea actului de reglementare de mediu.
Operare	Mentenanță preventivă, monitorizare prin EMS/BMS, întreținerea vegetației fără erbicide, raportare pe perioada de monitorizare.
Scoatere din uz	Predarea modulelor, invertoarelor și bateriilor către operatori autorizați pentru reciclare; valorificarea metalelor; aducerea terenului la starea inițială.

Tabelul 5.11 – Măsurile DNSH asumate pe fazele ciclului de viață

5.7.5. Documente justificative și termene de prezentare

Document	Termen
Declarația privind respectarea principiului DNSH și autoevaluarea (Anexa 3 la Ghid)	La depunerea cererii de finanțare („Alte documente”)
Documentul final emis de autoritatea de mediu sau dovada depunerii documentației (numai pentru instalații > 400 kW)	La contractare
Actul de reglementare pentru protecția mediului	La ultima cerere de plată/rambursare
Documentațiile de atribuire cu clauzele DNSH; dovezile privind gestionarea deșeurilor	Pe perioada de implementare

Tabelul 5.12 – Documente justificative privind respectarea principiului DNSH

5.7.6. Concluzia analizei DNSH

Proiectul respectă principiul „a nu prejudicia în mod semnificativ” pe durata întregului ciclu de viață al investiției. Dintre cele șase obiective de mediu, două nu necesită evaluare de fond, iar pentru celelalte patru



concluzia este că proiectul nu le prejudiciază în mod semnificativ; în ceea ce privește atenuarea schimbărilor climatice, proiectul are o contribuție substanțială. Autoevaluarea în formatul Anexei 3 la Ghid se întocmește pe baza prezentei analize.

6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBTINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE

Certificatul de urbanism este actul de informare prin care autoritatea competentă face cunoscute regimul juridic, economic și tehnic al imobilului, cerințele urbanistice aplicabile, lista avizelor/acordurilor necesare autorizării și obligația de a contacta autoritatea competentă pentru protecția mediului. Certificatul de urbanism se obține de la Primăria Comunei Mitreni, pe baza documentației elaborate pentru emiterea acestuia (tema de proiectare și memoriul tehnic pentru certificatul de urbanism).

6.2. EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege

Se anexează extrasul de carte funciară pentru informare al imobilului pe care se realizează investiția – CF 27654 (PF1), CF 28625 (PF2), CF 25455 (PF3) – U.A.T. Mitreni, nr. cadastral 27654; 28625; 25455, valabil la data depunerii cererii de finanțare – din care rezultă că imobilul este proprietate publică a Comunei Mitreni și este liber de sarcini, nu face obiectul unor litigii și nu face obiectul revendicărilor potrivit legilor speciale.

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

Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului (clasarea notificării, decizia etapei de încadrare sau acordul de mediu, conform Legii nr. 292/2018) se obține de la Agenția pentru Protecția Mediului Călărași, în condițiile stabilite prin certificatul de urbanism. Conform Ghidului solicitantului, documentul final sau dovada depunerii documentației se prezintă la contractare numai pentru instalațiile cu putere mai mare de 400 kW, iar actul de reglementare pentru protecția mediului se depune obligatoriu la ultima cerere de plată/rambursare. Măsurile de diminuare a impactului sunt cele prezentate la cap. 4.4 lit. c) și 5.7; prevederile actului de mediu se vor integra în proiectul tehnic.

6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR

Racordarea celor trei centrale la rețeaua electrică de distribuție se realizează prin operatorul de distribuție Rețele Electrice Dobrogea S.A. (fostă E-Distribuție Dobrogea S.A.), astfel:

Centrală	Loc de consum / producere	Demers de racordare
PF1 Mitreni – 287,37 kWp / 3 invertoare hibride 100 kW; stocare 300 kW / 616,19 kWh	loc de producere și de consum nou, pe terenul CF 27654	cerere de racordare – aviz tehnic de racordare (ATR) nou , pentru locul de producere și de consum, cu puterea aprobată la evacuare ≤ 400 kW; se elaborează studiul de soluție, dacă operatorul de distribuție îl solicită



Centrală	Loc de consum / producere	Demers de racordare
PF2 Grădinița Valea Roșie – 19,57 kWp / invertor hibrid 20 kW; stocare 20 kW / 46,08 kWh; pompe de căldură 2 × 12 kW	loc de consum existent, POD RO002E220691512	upgrade de putere – actualizarea avizului tehnic de racordare / certificatului de racordare existent, pentru transformarea în loc de consum și de producere (prosumator) și pentru creșterea puterii aprobate, inclusiv puterea absorbită suplimentar de pompa de căldură
PF3 Clătești – 19,57 kWp / invertor hibrid 20 kW; stocare 20 kW / 46,08 kWh	loc de consum existent, POD RO002E220691332 (Centrul Medical Clătești, cu instalația fotovoltaică existentă de 2 kW)	upgrade de putere – actualizarea avizului tehnic de racordare / certificatului de racordare existent, pentru creșterea puterii aprobate la evacuare și la consum, cu păstrarea contorizării distincte a instalației existente de 2 kW

Tabelul 6.1 – Demersurile de racordare pe locuri de producere

Pentru toate cele trei locuri de producere, puterea aprobată la evacuare nu depășește 400 kW per loc de producere; sunt acceptate și ATR-urile fără injectare în rețea. Conform Ghidului solicitantului, ATR nu este obligatoriu la depunerea cererii de finanțare sau la contractare, putând fi depus cel târziu la cererea de prefinanțare, respectiv la prima cerere de plată/rambursare; nedepunerea ATR conduce la rezilierea contractului. Verificarea limitei de 400 kW la depunere se face pe baza soluției din prezentul studiu (sistemul de management dinamic al puterii). Cheltuielile cu instalația de racordare care se cedează operatorului de distribuție, inclusiv transformatorul situat în instalația de racordare, nu sunt eligibile.

6.5. STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ȘI PUBLICITATE IMOBILIARĂ

Planurile de situație sunt realizate pe suport topografic/cadastral, în sistemul de coordonate Stereo 70. Planul de amplasament pe care sunt evidențiate imobilul și poziționarea exactă a investiției nu trebuie să aibă viza OCPI, dar este asumat prin semnătură de către proiectant și de către solicitant, conform Ghidului solicitantului.

6.6. AVIZE, ACORDURI ȘI STUDII SPECIFICE, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice

- avizele de amplasament ale deținătorilor de rețele (energie electrică, telecomunicații, apă), după caz;
- studiul de soluție pentru racordare, dacă este solicitat de operatorul de distribuție;
- studiu istoric / diagnostic arheologic: nu este cazul.

7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1. INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este U.A.T. COMUNA MITRENI, județul Călărași, prin reprezentantul legal, domnul Ciprian-Constantin PANAIT, Primar. Beneficiarul se încadrează în categoria solicitanților eligibili (unități administrativ-teritoriale), este legal constituit, nu se află în incapacitate de plată/insolvență și desfășoară activități economice cu caracter strict auxiliar, sub 20% din capacitatea anuală totală.



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

Durata de implementare a proiectului este de 18 luni de la semnarea contractului de finanțare, din care durata de execuție 7 luni, cu etapele prezentate la cap. 3.5. Investiția va fi finalizată, instalată, conectată la rețea și pusă în funcțiune până la 31.12.2029. Eșalonarea estimativă a investiției: anul 2027 – 10,04% (studii de teren, proiectare și consultanță); anul 2028 – 89,96% (execuția lucrărilor, asistența tehnică, dirigenția de șantier, auditurile și celelalte cheltuieli).

Implementarea financiară se efectuează prin mecanismul prefinanțării (maximum 30% din ajutorul public nerambursabil) și al rambursării cheltuielilor efectuate, conform O.U.G. nr. 60/2022, cu cel mult 5 cereri de plată/rambursare, fără a lua în calcul cererea de prefinanțare. Achizițiile se realizează conform Legii nr. 98/2016 și H.G. nr. 395/2016. Resursele necesare sunt: resursele financiare din Fondul pentru modernizare și din bugetul local, echipa de implementare a proiectului, serviciile de proiectare, dirigenție de șantier, consultanță și audit financiar.

7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE: etape, metode și resurse necesare

Exploatarea se realizează cu personalul existent al beneficiarului, operarea fiind automată prin EMS, conform strategiei de la cap. 3.2.3.3. Menținerea preventivă (inspecții, termografie, curățarea modulelor, verificarea bateriilor, a sistemelor de climatizare și de stingere a incendiului, a instalației de legare la pământ) și corectivă se asigură prin contracte de servicii, în perioada de garanție de către executant/furnizori. Monitorizarea funcționării se realizează permanent prin EMS/BMS și prin contorizarea distinctă. Beneficiarul își asumă, prin hotărâre a consiliului local, suportarea cheltuielilor de operare și mentenanță pe toată perioada de monitorizare de 5 ani de la punerea în funcțiune și ulterior acesteia.

7.4. RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE

- desemnarea, prin dispoziție a primarului, a unității de implementare a proiectului (manager de proiect, responsabil tehnic, responsabil financiar, responsabil achiziții);
- contractarea din primele luni a serviciilor de consultanță/management de proiect (în limita a 20.000 euro fără T.V.A.), dirigenție de șantier și audit financiar;
- elaborarea caietelor de sarcini cu preluarea integrală a fișei de parametri minimi asumați prin prezentul studiu, fără indicarea de mărci;
- depunerea din timp a cererii de racordare la operatorul de distribuție;
- constituirea dosarului de informare și publicitate conform Manualului de identitate vizuală al Ministerului Energiei;
- arhivarea documentației proiectului pe durata prevăzută în contractul de finanțare.



7.5. OBLIGAȚII SPECIFICE ASUMATE PRIN GHIDUL SOLICITANTULUI

7.5.1. Condiții de eligibilitate a proiectului

Nr.	Condiție prevăzută în ghid	Situația proiectului
1	Capacitate nouă de producere din sursă solară, cu stocare integrată; nu înlocuiește capacități vechi (sec. 2.4 lit. d, r)	Îndeplinită – capacitate nouă; proiectul nu înlocuiește capacități de producere existente. Instalațiile fotovoltaice existente la Școala nr. 2 Mitreni (3 kW), Școala Valea Roșie – corp str. Dudului (9,3 kW) și Centrul Medical Clătești (2 kW) rămân în funcțiune și sunt contorizate distinct (sec. 1.3.2 din Ghid).
2	Nu se finanțează doar stocare și/sau pompe de căldură	Îndeplinită – proiectul include capacitate de producție fotovoltaică.
3	Tehnologia de stocare nu este pe bază de plumb, NiCd sau NiMH (lit. p)	Îndeplinită – LFP.
4	Energia stocată provine 100% din instalația proprie; nu se stochează energie extrasă exclusiv din SEN (lit. r)	Îndeplinită – încărcarea din rețea este blocată prin EMS și verificabilă prin contorizare distinctă.
5	Autoconsum 100%; $R_{ac} \leq 1,10$ (AC.3, lit. s)	$R_{ac} = 1,095$
6	$P_{stoc} \geq P_{PV}$ (AC.4)	$R_P = 1,041$
7	$2 h \times P_{PV} \leq E_{stoc} \leq 4 h \times P_{PV}$ (AC.5, lit. q)	$E_{stoc} = 708,35 \text{ kWh}$; $T = 2,17 \text{ h}$
8	Putere aprobată pentru evacuare $\leq 400 \text{ kW}$ per loc de producere; sistem de management dinamic al puterii (sec. 1.4)	$P_{evacuare}$ = puterea invertoarelor: PF1 300 kW, PF2 20 kW, PF3 20 kW; EMS cu limitare dinamică a injectiei.
9	Ajutor $\leq 1.100.000 \text{ euro/MW}$ instalat, fără T.V.A., pentru proiectele care includ pompe de căldură (lit. e); $\leq 10 \text{ mil. euro/beneficiar}$ (lit. i)	Plafon: 359.161,00 euro; ajutor solicitat: 1.895.113,02 lei fără T.V.A.
10	Finalizare și punere în funcțiune până la 31.12.2029 (lit. h)	Asumată prin graficul de implementare.
11	Proiectul nu a beneficiat de finanțare publică (lit. g); evitarea dublei finanțări	Îndeplinită – declarație în Declarația unică.
12	SF conform H.G. nr. 907/2016, nu mai vechi de 2 ani, cu personal autorizat A.N.R.E.; curs BCE la data SF	Îndeplinită – SF din 25.09.2026; curs 5,2765 lei/euro.
13	Număr și putere nominală invertoare și panouri menționate obligatoriu în SF (nota I.1)	$3 \times 100 \text{ kW}$ invertoare hibride HV (PF1) + $1 \times 20 \text{ kW}$ inverter hibrid HV (PF2) + $1 \times 20 \text{ kW}$ inverter hibrid HV (PF3); $634 \times 515 \text{ Wp}$

Tabelul 7.1 – Verificarea condițiilor de eligibilitate a proiectului

7.5.2. Obligații pe perioada de monitorizare ex-post

Monitorizarea se realizează de către finanțator pe o perioadă de cinci ani de la data punerii în funcțiune a investiției. Pe această perioadă, beneficiarul are următoarele obligații:

- să utilizeze bunurile achiziționate cu diligența unui bun proprietar;
- să mențină în funcțiune sistemul de producere a energiei electrice din surse regenerabile solare pentru autoconsum, inclusiv sistemul de stocare;



- să permită verificarea și controlul de către reprezentanții finanțatorului și ai instituțiilor abilitate, inclusiv prin vizite la fața locului;
- să permită accesul persoanelor autorizate pentru colectarea datelor privind energia produsă și, după caz, livrată în rețea;
- să furnizeze finanțatorului informațiile și documentele solicitate, în termenul prevăzut în procedura operațională;
- să nu afecteze investiția și funcționarea acesteia prin modificarea imobilului și să nu înstrăineze imobilul (cu excepțiile prevăzute pentru transferurile între entități publice);
- să mențină contorizarea și monitorizarea separată a capacității finanțate și să raporteze indicatorii, pe baza datelor din EMS și a auditului electroenergetic.

7.5.3. Clauze obligatorii de preluat în documentațiile de atribuire

Nr.	Clauză
1	Specificații tehnice formulate exclusiv prin parametri de performanță, fără indicarea de mărci, producători sau denumiri comerciale (inclusiv pentru echipamentele de stocare).
2	Parametrii minimi obligatorii din fișa de parametri minimi: P_{PV} , $P_{stoc} \geq P_{PV}$, E_{stoc} în intervalul 2–4 h $\times P_{PV}$, tehnologie LFP, DoD, η_{RT} , cicluri, garanții, EMS cu limitare dinamică a injectiei și blocarea încărcării din rețea, contorizare distinctă, tablou de protecție anti-insularizare.
3	Obligația ofertantului de a prezenta, la achiziție și la recepție, fișele tehnice ale echipamentelor livrate, din care să rezulte P_{PV} , P_{stoc} și E_{stoc} cel puțin egale cu parametrii minimi asumați.
4	Echipamente noi; nu se acceptă echipamente second-hand sau care fac obiectul unor sancțiuni/restricții la nivelul Uniunii Europene.
5	Respectarea măsurilor DNSH (cap. 5.7), inclusiv pragul de minimum 70% deșeuri nepericuloase valorificate și planul de gestionare a bateriilor la sfârșitul ciclului de viață.
6	Respectarea Manualului de identitate vizuală pentru Fondul pentru modernizare.

Tabelul 7.2 – Clauze obligatorii în documentațiile de atribuire

Fișele tehnice ale echipamentelor nu se solicită la depunerea cererii de finanțare; acestea se prezintă obligatoriu în etapa de achiziție/recepție și la prima cerere de prefinanțare/plată/rambursare aferentă echipamentelor.

8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Prin prezentul proiect se propune realizarea, în Comuna Mitreni, județul Călărași, a unei capacități noi de producere a energiei electrice din sursă regenerabilă solară, cu capacitate de stocare integrată, destinată exclusiv autoconsumului obiectivelor publice ale comunei. Se propune:

- realizarea unei centrale fotovoltaice cu puterea instalată eligibilă de 326,51 kW (634 module $\times$ 515 Wp; invertore: 3 $\times$ 100 kW invertore hibride HV (PF1) + 1 $\times$ 20 kW inverter hibrid HV (PF2) + 1 $\times$ 20 kW inverter hibrid HV (PF3)), cu o producție anuală estimată de 425,295 MWh/an;
- realizarea unui sistem de stocare LFP cu puterea nominală de 340,00 kW și capacitatea nominală de 708,35 kWh;



- integrarea unui sistem de management energetic cu management dinamic al puterii (limitarea injectiei la maximum 400 kW) și contorizare distinctă a fluxurilor de energie.

Rezultatele pe termen lung ale proiectului sunt: reducerea cheltuielilor bugetului local cu energia electrică; reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră; creșterea independenței și securității energetice a obiectivelor publice; contribuția la țintele naționale privind energia din surse regenerabile și la adecvanța SEN.

Cost investiție: 2.084.724,50 lei fără T.V.A., respectiv 2.519.193,36 lei cu T.V.A. Contribuția proiectului la indicatorii obligatorii:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	U.M.
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară	0,327	MW
Indicatorul I.2	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră	250,29	echivalent tone CO ₂ /an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile de energie solară	425,295	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (20 ani)	8.505,900	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei electrice	14,87	%
Indicatorul I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei din surse regenerabile de energie solară	0,708	MWh
Indicatorul I.7	Capacitatea nou instalată pentru pompe de căldură (2 pompe de căldură aer-apă în cascadă, Grădinița Valea Roșie)	24	kW

Tabelul 8.1 – Indicatorii obligatorii la nivel de proiect

Proiectul respectă condițiile de eligibilitate ale Ghidului solicitantului aprobat prin O.M.E. nr. 1066/2026. Se recomandă aprobarea studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici prin hotărâre a consiliului local (cu menționarea denumirii proiectului, a valorii totale, eligibile și neeligibile, a indicatorilor tehnico-economici și a numelui reprezentantului legal) și depunerea cererii de finanțare cât mai devreme în perioada de depunere, având în vedere principiul „primul venit, primul evaluat”.



ANEXE

- Anexa 1 – Devizul general (Scenariul 1 și Scenariul 2)
- Anexa 2 – Fișa de parametri minimi asumați pentru P_PV, P_stoc și E_stoc (fără indicarea unui model sau a unei mărci)
- Anexa 3 – Tabelul de calcul al indicatorilor AC.1 – AC.5
- Anexa 4 – Auditul electroenergetic (analiza consumului pe baza facturilor de energie electrică și a consumurilor preconizate), elaborat de auditor energetic autorizat clasa I electroenergetic ing. Marian MELENTE (autorizația Ministerului Energiei nr. 0174/24.10.2023)
- Anexa 5 – Rapoartele de simulare PVGIS a producției de energie electrică (PF1 Mitreni, PF2 Grădinița Valea Roșie, PF3 Clătești)
- Anexa 6 – Extras de carte funciară pentru informare
- Anexa 7 – Certificat de urbanism (după caz)
- Anexa 8 – Lista cu cantități de utilaje și echipamente tehnologice (formularul F4) și fișele tehnice F5 (IE1 – IE17), fără indicarea unor mărci sau modele
- Anexa 9 – Dovezi privind autorizarea A.N.R.E. a elaboratorului și a personalului: atestatele A.N.R.E. E1 nr. 19612 (proiectare), E2 nr. 19613 (execuție) și A3 nr. 19614 (încercări) ale S.C. SERV & MANAGEMENT TELECOM S.R.L., Decizia A.N.R.E. nr. 1276/17.05.2023 de acordare a atestatelor, adeverința de electrician autorizat A.N.R.E. IIA-IIIB nr. 202211820/15.05.2022 (ing. George-Daniel BOGDAN) și adeverința de electrician autorizat A.N.R.E. IIIA-IIIB nr. 202213512/26.11.2022 (ing. Marian MELENTE)
- Piese desenate – conform opisului de mai jos



PIESE DESENATE – OPIS

Planurile de situație se realizează pe suport topografic/cadastral, în sistemul de coordonate Stereo 70, și sunt asumate prin semnătură de proiectant și de solicitant (planul de amplasament nu necesită viza OCPI, conform Ghidului solicitantului).

Nr.	Cod planșă	Denumirea planșei	Scara	Format
		GENERALE		
1	G.01	Plan de încadrare în teritoriu – U.A.T. Comuna Mitreni, amplasamentele PF1 Mitreni, PF2 Grădinița Valea Roșie și PF3 Clătești	1:25.000	A3
2	G.02	Secțiune tip prin masa fotovoltaică 2V pe piloni metalici bătuți (înclinare 30°, gardă la sol 0,80 m) și pasul între rânduri	1:50	A3
3	G.03	Schema de principiu a sistemului de management energetic (EMS) și a platformei comune de monitorizare – PF1, PF2, PF3	–	A3
		PF1 MITRENI – CF 27654		
4	PF1.01	Plan de situație – amplasamentul centralei PF1 pe imobilul CF 27654 (incinta împrejmuită $\approx 72 \times 62$ m, accesul din drum, distanțe față de limite și construcții)	1:500	A2
5	PF1.02	Plan de amplasare a meselor fotovoltaice și a echipamentelor – 15 mese $2V \times 18 + 1$ masă $2V \times 9$, 6 rânduri, pas $\approx 8,25$ m; platforma sistemului de stocare, invertore, tablou general, trasee de cabluri	1:250	A2
6	PF1.03	Plan împrejmuire, iluminat de securitate și supraveghere video – gard ≈ 268 m, porți, 4 stâlpi cu proiectoare și camere, traseul fibrei optice către primărie	1:250	A3
7	PF1.04	Detalii împrejmuire și poartă de acces (panouri bordurate h min. 2,0 m, stâlpi, fundații, poartă auto 5,0 m și poartă pietonală)	1:20	A3
8	PF1.05	Schema electrică monofilară de principiu – PV 287,37 kWp (3×100 kW), 3 invertore hibride, stocare 300 kW / 616,19 kWh cuplată în c.c., EMS, tablou anti-insularizare, contorizare distinctă	–	A3
9	PF1.06	Schema de comunicații și securitate cibernetică – CCTV, EMS, VLAN „CCTV” / „CONTROL”, legătura prin fibră optică cu sistemul existent din primărie	–	A3
		PF2 GRĂDINIȚA VALEA ROȘIE – CF 28625		
10	PF2.01	Plan de situație și de amplasare – masa $2V \times 19$ în curtea grădiniței, împrejmuirea de protecție ($\approx 25 \times 8$ m), pompa de căldură, trasee de cabluri	1:200	A3
11	PF2.02	Schema electrică monofilară de principiu – PV 19,57 kWp, inverter hibrid 20 kW, stocare 46,08 kWh, tablou anti-insularizare, contorizare	–	A3
12	PF2.03	Schema de principiu a instalației cu pompe de căldură aer-apă 2×12 kW în cascadă (regim bivalent-paralel cu centrala existentă, boiler bivalent)	–	A3
		PF3 CLĂTEȘTI – CF 25455		
13	PF3.01	Plan de situație și de amplasare – masa $2V \times 19$ în curtea Centrului Medical, amplasarea bateriilor la peretele exterior izolat, trasee de cabluri către tabloul TD-IP	1:200	A3

SERV & MANAGEMENT TELECOM SRL
 ANRE 19613/2023 TIP E2; ANRE 19612/2023 TIP E1
 RO41946112, J40/16125/2019
 Str. ILIOARA, nr. 54, Sector 3, București
 E-mail: office@servconsult.ro
 Telefon: +40724001525



Nr.	Cod planșă	Denumirea planșei	Scara	Format
14	PF3.02	Schema electrică monofilară de principiu – PV 19,57 kWp, invertor hibrid 20 kW, stocare 46,08 kWh, tablou anti-insularizare, contorizare	–	A3

Tabelul A.1 – Opisul pieselor desenate



ANEXA 2 – FIȘA DE PARAMETRI MINIMI ASUMAȚI ÎN STUDIUL DE FEZABILITATE

Parametrii de mai jos sunt asumați ca valori minime; echipamentele livrate vor avea parametri cel puțin egali, dovediți prin fișele tehnice prezentate la achiziție/recepție și la prima cerere de prefinanțare/plată/rambursare aferentă echipamentelor. Fișa nu indică modele sau mărci de echipamente.

Nr.	Parametru	Valoare minimă asumată	U.M.
1	Puterea instalată a centralei fotovoltaice în module (c.c.)	326,51	kWp
2	Puterea nominală însumată a invertoarelor (c.a.)	340,00	kW
3	Puterea instalată eligibilă $P_{PV} = \min(1; 2)$	326,51	kW
4	Puterea nominală a sistemului de stocare (încărcare/descărcare) P_{stoc}	340,00	kW
5	Raportul $R_P = P_{stoc} / P_{PV}$	1,041	$\geq 1,00$
6	Capacitatea nominală a sistemului de stocare E_{stoc}	708,35	kWh
7	Intervalul admis pentru E_{stoc} ($2 h \times P_{PV} \dots 4 h \times P_{PV}$)	653,02 ... 1.306,04	kWh
8	Tehnologia de stocare	LFP (fără Pb, NiCd, NiMH)	–
9	Adâncimea de descărcare utilizabilă (DoD)	95	%
10	Randamentul global al ciclului încărcare–descărcare η_{RT}	88	%
11	Număr minim de cicluri garantate	6.000	cicluri
12	Putere maximă evacuată în rețea (limitare dinamică)	300 / 20 / 20 (PF1 / PF2 / PF3)	kW (≤ 400 per loc de producere)
13	EMS: blocarea încărcării din rețea; contorizare distinctă a fluxurilor	DA	–
14	Tablou de protecție anti-insularizare (protecție de interfață cu rețeaua, conform SR EN 50549-1 și cerințelor operatorului de distribuție)	DA	–

Întocmit,
 S.C. SERV & MANAGEMENT TELECOM S.R.L.
 Șef proiect: Ing. dipl. Cristian-Virgil IORGA

Beneficiar,
 U.A.T. COMUNA MITRENI
 Primar: Ciprian-Constantin PANAIT

