



Întreprinderea de Stat
„Radiocomunicații”

State Enterprise
„Radiocommunication”

	APROB:
	Administrator al Î.S. „Radiocomunicații”
	Mihail IACOB

CAIET DE SARCINI

CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ 50kW CU INTEGRARE SCADA

BENEFICIAR: Î.S. „Radiocomunicații”

OBIECT: Proiectarea, furnizarea, instalarea, integrarea, testarea și punerea în funcțiune a unei centrale fotovoltaice cu putere instalată de aproximativ 50kW, cu integrare în infrastructura energetică și de telecomunicații a beneficiarului.

TIP CONTRACT: EPC (*Engineering – Procurement – Construction*)

ELABORAT:	
Președinte al Grupului de lucru pentru achiziții (Șef Serviciu TI):	Secretar al Grupului de lucru pentru achiziții (Specialist în achiziții publice):
Sergiu CAZAC	Alexandr GRINICO

Chișinău 2026

CUPRINS:

Capitolul I. Informații generale și descriere proiect	3
1. Temei legal și cadrul normativ	3
2. Descriere generală a entității contractante	4
3. Justificarea necesității achiziției	5
4. Obiectul și tipul contractului	6
5. Descriere generală și configurația proiectului	7
Capitolul II. Îndrumar tehnic pentru prezentarea ofertei	13
1. Dimensionarea centralei fotovoltaice și layout conceptual	13
2. Plan de amplasare (<i>layout</i>) pe locația Edineț – 50kw + opțiune BESS	17
3. Dimensionarea electrică (<i>dc/ac</i>), protecții și integrare în punctul de racord	19
4. Dimensionarea electrică (<i>dc/ac</i>) pentru distanță poc = 150m	26
5. Cerințe EPC obligatorii pentru proiectul tehnic și execuția centralei fotovoltaice	32
6. Cerințe de performanță energetică și producție garantată	37
7. Cerințe de operare și mentenanță (<i>O&M</i>)	41
Capitolul III. Evaluarea ofertelor	45
1. Principii generale de evaluare	45
2. Etapele procesului de evaluare	46
3. Structura matricei de evaluare	46
Anexe	51
1. Anexa nr. 1: Exemple de producători și echipamente de referință (<i>vendor shortlist orientativ conform studiului de piață</i>)	51
2. Anexa nr. 2: Specificații tehnice minime pentru echipamente și materiale (<i>grilă de conformitate minimă</i>)	55
Anexa nr. 3: Model buget CAPEX detaliat (50kW) – format UE	
3. (<i>template + intervale orientative din studiul de piață</i>) + CAPEX – Opțiune BESS (50kW / 100kWh)	59
4. Anexa nr. 4: Formular de ofertă financiară	62
5. Anexa nr. 5: Tabel de evaluare a ofertelor EPC	65
6. Anexa nr. 6: Documentele care urmează a fi prezentate de ofertanți	67

Capitolul I. Informații generale și descriere proiect

1. Temei legal și cadrul normativ:

1.1. Prezentul Caiet de sarcini este elaborat în conformitate cu prevederile legislației în vigoare în domeniul achizițiilor publice, în special ale Legii nr. 131/2015 privind achizițiile publice, ale Regulamentului privind achiziționarea bunurilor, lucrărilor și serviciilor la întreprinderile de stat, aprobat prin Hotărârea Guvernului Republicii Moldova nr. 351 din 10.06.2020, ale Ordinului Ministerului Finanțelor nr. 69 din 07.05.2021 privind aprobarea Documentației standard pentru realizarea achizițiilor publice de lucrări, precum și ale normativelor tehnice și standardelor aplicabile în domeniul energetic (*IEC, EN, ISO, CE*);

1.2. Caietul de sarcini stabilește cerințele tehnice, specificațiile funcționale, condițiile minime de calificare, precum și alte cerințe obligatorii pe care trebuie să le îndeplinească operatorii economici participanți la procedura de achiziție, în vederea asigurării realizării corespunzătoare a obiectului contractului;

1.3. Elaborarea prezentului document are drept scop asigurarea unei descrieri clare, complete și nediscriminatorii a obiectului achiziției, astfel încât toți operatorii economici interesați să dispună de informații suficiente pentru elaborarea ofertelor, în condiții de concurență reală și eficientă;

1.4. Prezentul caiet de sarcini stabilește cerințele tehnice, funcționale și de performanță pentru:

- a. Proiectarea tehnică;
- b. Furnizarea echipamentelor;
- c. Instalarea și integrarea sistemului;
- d. Punerea în funcțiune;
- e. Testarea și recepția finală a unei centrale fotovoltaice cu integrare în infrastructura energetică și de telecomunicații a Î.S. „Radiocomunicații”.

1.5. În cadrul procedurii de achiziție se vor respecta principiile fundamentale ale achizițiilor publice, inclusiv principiile transparenței, tratamentului egal, nediscriminării, proporționalității și utilizării eficiente a fondurilor, asigurându-se totodată un cadru concurențial echitabil pentru toți participanții;

1.6. Contractorul trebuie să respecte toate cerințele tehnice și standardele internaționale aplicabile instalațiilor energetice și infrastructurilor telecom. Toate echipamentele trebuie să fie noi, certificate și livrate cu documentație completă de conformitate. Soluția propusă trebuie să asigure funcționarea fiabilă, siguranța în exploatare și compatibilitatea cu infrastructura existentă a beneficiarului;

1.7. Contractorul va livra un sistem complet funcțional, care va include, fără a se limita la:

- a. Echipamentele principale și auxiliare;
- b. Cablurile și accesoriile necesare instalării;
- c. Sistemele de protecție electrică;
- d. Sistemele de monitorizare și control;
- e. Integrarea în sistemul SCADA al beneficiarului.

2. Descriere generală a entității contractante:

- 2.1 Denumirea entității contractante: Î.S. „Radiocomunicații”;
- 2.2 IDNO: 1002600049442;
- 2.3 Adresa poștală: MD-2021, mun. Chișinău, str. Drumul Viilor, 28/2;
- 2.4 Adresa de e-mail și pagina web a entității contractante: office@radiocom.md / www.radiocom.md;
- 2.5 Numărul de telefon/fax: +373 22 876 300 / +373 22 876 499;
- 2.6 Descrierea activității de bază a entității contractante:

Întreprinderea de Stat „Radiocomunicații” este operatorul național în domeniul difuzării programelor de radio și televiziune în Republica Moldova, asigurând servicii de radiodifuziune și televiziune pe întreg teritoriul țării. Întreprinderea administrează infrastructura tehnologică necesară pentru transmiterea și difuzarea semnalului audiovizual, inclusiv două rețele de radiodifuziune cu acoperire națională în format analog, o rețea de radiodifuziune prin fir în municipiul Chișinău și rețeaua publică de televiziune digitală terestră – Multiplexul național A. Totodată, întreprinderea gestionează și infrastructura tehnică destinată operării celui de-al doilea multiplex digital național – Multiplexul național B.

În dotarea tehnică a întreprinderii se regăsesc emițătoare de televiziune de diferite puteri, utilizate pentru difuzarea semnalului digital terestru prin rețelele DVB-T2 (*MUX A și MUX B*), precum și emițătoare și retranslatoare radio care operează în benzile FM 87.5–108 MHz și în banda undelor medii. Infrastructura tehnologică a întreprinderii include piloni și turnuri de telecomunicații amplasate pe întreg teritoriul țării, care asigură acoperirea națională a serviciilor de difuzare.

Pe lângă activitatea de bază, Î.S. „Radiocomunicații” oferă servicii conexe în domeniul comunicațiilor electronice și al radiodifuziunii, inclusiv transportul programelor TV și radio în format digital, servicii de transport de date, utilizarea infrastructurii tehnologice pentru amplasarea echipamentelor operatorilor de telecomunicații și ale instituțiilor audiovizualului, precum și servicii de instalare, mentenanță și exploatare a sistemelor de radiocomunicații.

Întreprinderea este persoană juridică ce desfășoară activitate de întreprinzător în baza bunurilor proprietate de stat transmise în administrare și funcționează pe principii de autogestiune economică și autonomie financiară. Fondatorul întreprinderii este Statul (*Republica Moldova*), prin intermediul Agenției Proprietății Publice, iar activitatea acesteia se desfășoară în conformitate cu politicile sectoriale promovate de Ministerul Dezvoltării Economice și Digitalizării. Managementul întreprinderii este asigurat de Consiliul de administrație și de administratorul întreprinderii, în calitate de organ executiv.

3. Justificarea necesității achiziției:

3.1 Proiectul are caracter pilot și urmărește:

- a. Reducerea costurilor energetice ale infrastructurii tehnice;
- b. Creșterea independenței energetice;
- c. Acumularea experienței și testarea tehnologică pentru replicare în alte locații;
- d. Posibilitatea integrării ulterioare a sistemelor de stocare a energiei BESS.

3.2 Prezentul Caiet de sarcini este elaborat în baza Studiului de piață privind tehnologiile fotovoltaice disponibile pe piața internațională, realizat pentru proiectul de instalare a unui sistem fotovoltaic în cadrul Î.S. „Radiocomunicații”;

3.3 Studiul analizează tehnologiile utilizate în proiecte similare din Europa, SUA și Australia, precum și principalii producători și integratori activi pe piață, inclusiv:

- a. Module fotovoltaice;
- b. Invertoare;
- c. Sisteme de stocare a energiei (BESS);
- d. Integratori EPC activi în regiune.

3.4 Cerințele tehnice incluse în prezentul Caiet de sarcini reflectă nivelul tehnologic actual al pieței, în conformitate cu concluziile studiului, fără a limita participarea altor producători sau integratori care pot furniza soluții echivalente sau superioare din punct de vedere tehnic;

3.5 Studiul de piață constituie document de fundamentare pentru definirea cerințelor tehnice și pentru determinarea nivelului valorii estimate a proiectului;

3.6 Denumirile de producători, mărci sau tehnologii menționate în prezentul Caiet de sarcini au caracter orientativ și reflectă nivelul tehnologic existent pe piața internațională la data elaborării documentației. Se acceptă echipamente echivalente sau superioare din punct de vedere tehnic, cu condiția demonstrării conformității acestora cu cerințele tehnice stabilite;

3.7 Achiziția este inclusă în Planul general de achiziții de bunuri, lucrări și servicii al Î.S. „Radiocomunicații” pentru anul 2026 (*pct. 4 din Plan*), aprobat conform procedurii interne (*Proces-verbal nr. 1-PA din 22.12.2025 al ședinței Grupului de lucru pentru achiziții al Î.S. „Radiocomunicații”*), cu acordul scris al fondatorului – Agenția Proprietății Publice (*scrisoarea nr. 12-05-1127 din 17.02.2026*), precum și prin aprobarea Consiliului de administrație (*Anexa nr. 2 la Procesul-verbal nr. 8 al ședinței Consiliului de administrație al Î.S. „Radiocomunicații” din 22.12.2025*);

3.8 Implementarea unui sistem fotovoltaic de 50kW, bazat pe inverter hibrid cu funcție de backup și baterii LiFePO₄ de înaltă tensiune (HV), constituie o soluție tehnologică modernă, utilizată în mod curent în proiecte energetice din statele membre ale Uniunii Europene și din alte jurisdicții dezvoltate. Această arhitectură asigură creșterea rezilienței energetice a obiectivului, reducerea dependenței de rețeaua electrică publică și integrarea eficientă a sistemelor de stocare a energiei. Soluția este scalabilă și permite replicarea la nivelul altor infrastructuri ale Î.S. „Radiocomunicații”, contribuind la optimizarea costurilor operaționale și la modernizarea infrastructurii energetice a întreprinderii;

3.9 Implementarea proiectului pilot va permite validarea tehnică și economică a unei arhitecturi energetice bazate pe sisteme fotovoltaice cu invertor hibrid și stocare a energiei, cu posibilitatea replicării graduale la nivelul infrastructurii Î.S. „Radiocomunicații”, inclusiv în cadrul site-urilor de emisie radio și TV, centrelor tehnice și al altor obiective cu consum energetic permanent.

4. Obiectul și tipul contractului:

4.1 Obiectul contractului îl constituie proiectarea, furnizarea, instalarea, integrarea, testarea și punerea în funcțiune a unei centrale fotovoltaice cu putere instalată de aproximativ 50kW, în regim EPC (*Engineering – Procurement – Construction*), amplasată pe terenul aflat în administrarea Î.S. „Radiocomunicații”;

4.2 Cantitatea și valoarea estimativă a lucrărilor solicitate sunt prezentate în următorul tabel:

Tabelul nr. 1

Nr. d/o	Cod CPV	Denumirea serviciilor, bunurilor sau lucrărilor solicitate	Cantitatea	Valoarea estimată (MDL fără TVA)	Specificația tehnică deplină solicitată
1.	45251100-2	ETAPA 1: ENGINEERING (Proiectare)	1 lucrare (Contract EPC complet)	1 000 000.00	Conform specificațiilor stabilite în prezentul Caiet de sarcini
		ETAPA 2: PROCUREMENT (Furnizare echipamente)			
		ETAPA 3: CONSTRUCTION (Execuție lucrări)			
Valoarea estimativă totală, MDL fără TVA:				1 000 000.00	

4.3 Sistemul va produce energie electrică din surse regenerabile pentru alimentarea infrastructurii tehnice existente;

4.4 Tipul contractului – Contract EPC (*Engineering, Procurement, Construction*), care include:

- a. Engineering – proiectare tehnică completă;
- b. Procurement – furnizare echipamente;
- c. Construction – execuție lucrări;
- d. Testare, punere în funcțiune;
- e. Integrare SCADA;
- f. Instruire personal;
- g. Documentație as-built.

4.5 Amplasament: Î.S. „Radiocomunicații” – or. Edineț, Republica Moldova;

4.6 Beneficiarul va pune la dispoziție:

- a. Terenul pentru instalarea centralei;
- b. Punctul de racord electric;
- c. Acces pentru lucrări.

4.7 Entitatea contractantă a decis atribuirea contractului sub forma unui singur lot (*contract EPC integrat*), din următoarele considerente:

- a. Caracterul unitar al investiției – proiectarea, furnizarea echipamentelor și execuția lucrărilor sunt interdependente tehnic și funcțional;
- b. Necesitatea asumării răspunderii unice – contractul EPC presupune responsabilitate integrală a unui singur operator economic pentru performanța sistemului;
- c. Reducerea riscurilor contractuale – divizarea ar genera riscuri de coordonare, litigii între executanți și întârzieri;
- d. Asigurarea garanției globale – funcționarea centralei trebuie garantată ca sistem integrat;
- e. Eficiență economică – contractul integrat permite optimizare costuri și termene;
- f. Împărțirea pe loturi ar afecta buna implementare a proiectului și ar genera riscuri tehnice și financiare suplimentare.

5. Descriere generală și configurația proiectului:

5.1 Puterea instalată a centralei: $\approx 50\text{kW AC}$;

5.2 Puterea DC poate depăși puterea AC în limitele recomandate de producătorii de invertoare;

5.3 Configurația generală a sistemului:

5.3.1 Centrala fotovoltaică va include minimum următoarele subsisteme:

- a. Module fotovoltaice;
- b. Structuri de montaj;
- c. Invertoare;
- d. Cabluri DC și AC;
- e. Protecții electrice;
- f. Tablouri electrice;
- g. Sistem de monitorizare SCADA;
- h. Sistem de împământare;
- i. Contorizare energie;
- j. Infrastructură comunicații;
- k. Opțional: sistem BESS pentru stocarea energiei.

5.3.2 Cerințele tehnice minime obligatorii pentru admisibilitatea ofertei sunt prevăzute în Anexa nr. 2;

5.3.3 În cazul oricărei neconcordanțe între descrierile generale din Capitolul I și condițiile minime din Anexa nr. 2, prevalează Anexa nr. 2;

5.4 Cerințe tehnice generale:

5.4.1 Echipamentele ofertate trebuie să fie noi (*neutilizate*), originale, să provină de la producători consacrați pe piața internațională și să dețină certificate de conformitate valabile pentru utilizare în Uniunea Europeană, conform legislației și standardelor tehnice aplicabile;

5.4.2 Echipamentele trebuie să respecte standarde internaționale și europene aplicabile (*IEC, EN, ISO*) și să fie însoțite de declarație de conformitate CE, emisă în conformitate cu legislația Uniunii Europene.

5.5 Cerințe tehnice de referință – module fotovoltaice:

5.5.1 Modulele trebuie să îndeplinească minimum următoarele cerințe:

- a. Tehnologie: TOPCon sau tehnologie echivalentă;
- b. Tip: bifacial sau monofacial;
- c. Putere nominală: minimum 550Wp;
- d. Eficiență: minimum 21%;
- e. Număr estimat: 85 – 90 module;
- f. Certificări: IEC 61215, IEC 61730;
- g. Garanții minime: garanție pentru produs de minimum 12 ani, garanție de performanță liniară de minimum 30 ani, precum și prezentarea rapoartelor de încercări tip „flash test” pentru modulele livrate, emise de un laborator acreditat din Uniunea Europeană;
- h. Degradarea anuală a performanței nu va depăși 2% în primul an de exploatare și 0,55% anual pentru perioada ulterioară.

5.6 Cerințe tehnice – invertoare:

5.6.1 Tip: inverter grid-tied sau hibrid, compatibil cu integrarea unui sistem de stocare a energiei (*BESS*);

5.6.2 Putere totală: $\approx 50\text{kW}$;

5.6.3 Configurații acceptate: $1 \times 50\text{kW}$;

5.6.4 Eficiență minimă: $\geq 98\%$;

5.6.5 Protecții integrate:

- a. Supratensiune;
- b. Supracurent;
- c. Protecție insularizare;
- d. Protecție temperaturi.

5.6.6 Monitorizare:

- a. Ethernet / RS485;
- b. Integrare SCADA.

5.6.7 Grad protecție: minim IP65.

5.7 Structura de montaj:

5.7.1 Structura de montaj va fi realizată din oțel galvanizat, tratat anticoroziv, dimensionată și proiectată pentru exploatare în condiții de exterior, în conformitate cu normele tehnice aplicabile;

5.7.2 Tip structură: fixed tilt (*fixă*);

5.7.3 Unghi orientativ: $\approx 30^\circ$;

5.7.4 Structura de montaj trebuie să fie proiectată pentru a rezista la o viteză a vântului de cel puțin 120 km/h și la încărcări din zăpadă stabilite conform normativelor și standardelor tehnice locale în vigoare;

5.7.5 Fundația structurii va fi realizată pe șuruburi metalice de fundație sau pe fundații din beton, în funcție de soluția tehnică propusă și de condițiile terenului.

5.8 Cablu și infrastructură electrică:

5.8.1 Cablurile DC trebuie să fie rezistente la radiații UV, destinate utilizării în instalații fotovoltaice și să dețină certificare conform standardelor aplicabile pentru cabluri solare (*ex. EN 50618 sau IEC 62930*);

5.8.2 Cabluri AC: Cablurile de curent alternativ vor fi dimensionate conform normativelor și standardelor tehnice aplicabile, în funcție de puterea instalată, lungimea traseului și condițiile de exploatare;

5.8.3 Instalația va fi prevăzută cu protecții adecvate, inclusiv:

- a. Dispozitive de protecție la supratensiune pe partea de curent continuu (*SPD DC*);
- b. Dispozitive de protecție la supratensiune pe partea de curent alternativ (*SPD AC*);
- c. Protecții diferențiale (*RCD*), dimensionate corespunzător tipului de inverter utilizat;
- d. Întrerupătoare automate de protecție la supracurent și scurtcircuit.

5.9 Sistem de monitorizare:

5.9.1 Centrala va fi dotată cu sistem de monitorizare locală și/sau la distanță (*platformă web dedicată*), care să asigure monitorizarea producției de energie la nivel de sistem și inverter, afișarea și înregistrarea parametrilor electrici relevanți, monitorizarea temperaturii echipamentelor critice, generarea automată de alerte în caz de avarie sau funcționare anormală și arhivarea datelor cu posibilitatea generării de rapoarte;

5.9.2 Accesul la sistemul de monitorizare va fi asigurat atât local (*LAN*), cât și remote (*prin internet*), cu implementarea mecanismelor de securitate cibernetică adecvate, inclusiv autentificare securizată și criptarea comunicațiilor;

5.9.3 Datele de exploatare vor fi accesibile prin platformă web dedicată și vor putea fi exportate în formate standard pentru prelucrare ulterioară, cu posibilitatea generării de rapoarte periodice și descărcării istoricului de date.

5.10 Sistem de stocare energie (optional):

5.10.1 Opțional, ofertantul poate propune integrarea unui sistem de stocare a energiei (*BESS – Battery Energy Storage System*) cu o capacitate nominală orientativă de circa 100 kWh, compatibil cu inverterul și arhitectura sistemului fotovoltaic;

5.10.2 *BESS* trebuie să asigure funcționare în regim de back-up pentru consumatori prioritari, creșterea gradului de autoconsum al energiei produse și managementul sarcinii prin reducerea vârfurilor de consum și stabilizarea rețelei interne.

5.11 Lucrări incluse:

5.11.1 Contractantul va realiza integral serviciile de tip EPC, incluzând proiectarea tehnică, furnizarea echipamentelor, lucrările de instalare și cablare, integrarea și configurarea sistemului, efectuarea testelor de acceptanță (*FAT/SAT, după caz*) și punerea în funcțiune în condiții de exploatare normală.

5.12 Documentație ce urmează a fi furnizată de contractant:

5.12.1 Contractantul va transmite beneficiarului documentația completă a proiectului, incluzând proiectul tehnic și detaliile de execuție, scheme electrice unifilare și multifilare, manuale de operare și întreținere (*O&M*), plan de mentenanță preventivă, certificate de conformitate și declarații CE ale echipamentelor, precum și documentația „as-built” actualizată conform situației reale din teren.

5.13 Garanții:

5.13.1 Contractantul va asigura garanție comercială pentru echipamentele livrate, respectiv **minimum 12 ani** pentru modulele fotovoltaice și **minimum 5 ani** pentru invertoare, precum și garanție pentru lucrările de montaj și integrare pe o perioadă de **minimum 3 ani**, calculată de la data semnării procesului-verbal de recepție finală.

5.14 Termen de execuție:

5.14.1 Termen maxim de implementare: 90 zile din data semnării contractului.

5.15 Criterii de evaluare a ofertelor:

5.15.1 Evaluarea ofertelor se va realiza pe baza următoarelor categorii de criterii:

a. Criterii tehnice, care vor include analiza performanței echipamentelor propuse, condițiilor și duratei garanțiilor, precum și a fiabilității soluției tehnice oferite.

b. Criterii financiare, care vor avea în vedere prețul total al ofertei și costurile estimate de operare și mentenanță (*O&M*), pe perioada relevantă de exploatare.

c. Criterii operaționale, care vor include existența serviciilor de suport și service local, precum și termenul de livrare și punere în funcțiune.

5.15.2 Evaluarea ofertelor se va realiza în conformitate cu prevederile Capitolului III – „Evaluarea ofertelor”, pe baza criteriului de atribuire „cel mai bun raport calitate-preț”.

5.16 Buget estimativ:

5.16.1 Buget estimativ al proiectului este prevăzut la pct. 4.2 (*Tabelul nr. 1*) din prezentul Caiet de sarcini și a fost determinat în baza studiului de piață realizat în prealabil.

5.17 Cerințe pentru ofertanți:

5.17.1 Ofertanții vor face dovada experienței similare în proiecte de centrale fotovoltaice, a capacității tehnice și logistice necesare executării contractului, a personalului de specialitate calificat (*ingineri proiectanți, electricieni autorizați etc.*), precum și a existenței unui sistem de suport și service capabil să asigure intervenții în termene rezonabile.

5.18 Livrabile la finalizarea proiectului:

5.18.1 La finalizarea lucrărilor, contractantul va livra o centrală fotovoltaică funcțională, pusă în exploatare și recepționată conform prevederilor contractuale, documentația tehnică completă (*inclusiv documentația „as-built”*), precum și va asigura instruirea personalului beneficiarului în vederea operării și mentenanței sistemului;

5.18.2 Modelul și structura ofertei acceptate sunt reglementate în Capitolul II al prezentului Caiet de sarcini.

5.19 Formular evaluare tehnico-economică:

5.19.1 Pentru evaluarea ofertelor se va utiliza un sistem de punctaj ponderat;

5.19.2 Punctajul maxim este de 100 de puncte redistribuit procentual în tabelele de mai jos;

5.19.3 Criterii tehnice:

Tabelul nr. 2

Criterii tehnice și ponderea acestora

Criteriu	Pondere
Performanță module	15%
Calitate invertoare	15%
Garanții echipamente	10%
Sistem monitorizare	5%
Total tehnic: 45%	

5.19.4 Criterii financiare:

Tabelul nr. 3

Criterii financiare și ponderea acestora

Criteriu	Pondere
Preț ofertă	30%
Preț O&M	5%
Total financiar: 35%	

5.19.5 Criterii operaționale:

Tabelul nr. 4

Criterii operaționale și ponderea acestora

Criteriu	Pondere
Service local	10%
Termen livrare	5%
Experiență proiecte similare	5%
Total operațional: 20%	

5.19.6 Determinarea scorului total al ofertei:

a. Scorul total al fiecărei oferte se va calcula prin însumarea punctajelor obținute la componenta tehnică, financiară și operațională:

Scor total = Scor tehnic + Scor financiar + Scor operațional

b. Oferta care va obține punctajul total cel mai mare va fi desemnată câștigătoare, cu respectarea tuturor cerințelor minime obligatorii prevăzute în documentația de atribuire;

c. Structura generală a ponderilor de evaluare este următoarea:

Componenta tehnică – 45%,

Componenta financiară – 35%,

Componenta operațională – 20%;

d. Metodologia detaliată de punctare, inclusiv formulele de calcul aplicabile fiecărui factor de evaluare, este prevăzută în Capitolul III – Evaluarea ofertelor.

5.20 Documente ce urmează a fi prezentate de ofertanți:

5.20.1 Ofertanții vor prezenta documentația tehnică justificativă, incluzând fișe tehnice oficiale ale producătorului, certificate de conformitate și declarații CE, declarație privind condițiile și durata garanțiilor, plan de implementare etapizat, grafic de execuție corelat cu termenul contractual, precum și dovezi privind experiența similară (*contracte executate, procese-verbale de recepție sau recomandări*).

5.21 Calendar orientativ proiect:

Tabelul nr. 5

Etapă	Durăță
Proiectare	2 săptămâni
Livrare echipamente	4–6 săptămâni
Execuție	3 săptămâni
Punere în funcțiune	1 săptămână
Durăță totală: ≈ 3 luni	

5.22 Evaluarea proiectului:

5.22.1 Exemplu de tabel de evaluare a ofertelor EPC este prezentat în Anexa nr. 5.

5.23 Scalabilitatea proiectului:

5.23.1 Proiectul are caracter pilot, fiind conceput ca model de implementare a unei soluții tehnice scalabile, cu posibilitatea replicării și extinderii la alte obiective ale Î.S. „Radiocomunicații”, în vederea optimizării infrastructurii energetice și operaționale, în funcție de rezultatele evaluării tehnico-economice ulterioare;

5.23.2 Arhitectura tehnică propusă va fi concepută pe principii de modularitate și interoperabilitate, permițând creșterea capacității instalate fără modificări majore ale configurației de bază, implementarea soluției în alte obiective ale infrastructurii Î.S. „Radiocomunicații”, integrarea ulterioară a unui sistem de stocare a energiei (*BESS*) și compatibilitatea cu un sistem centralizat de monitorizare și management energetic (*EMS/SCADA*);

5.23.3 Configurația tehnică propusă de ofertant trebuie să fie modulară și să permită extinderea fără modificări majore ale arhitecturii existente.

5.24 Garanția de performanță a sistemului:

5.24.1 Contractantul EPC va asigura garanția de performanță a centralei fotovoltaice, prin angajamentul că sistemul va atinge un Performance Ratio (*PR*) minim de 80%, calculat conform metodologiei prevăzute de standardul IEC 61724 (*sau echivalent*);

5.24.2 Metoda de determinare, perioada de referință și condițiile de măsurare vor fi stabilite în documentația contractuală și validate în etapa de recepție a performanței;

5.24.3 Contractantul va prezenta în ofertă metodologia detaliată de estimare a producției anuale de energie electrică, incluzând ipotezele de calcul, datele meteorologice utilizate (*iradiere solară, temperatură etc.*), pierderile considerate (*pierderi electrice, pierderi termice, degradare, disponibilitate sistem*), software-ul de simulare utilizat și parametrii tehnici ai echipamentelor introduși în model;

5.24.4 În situația în care, în perioada de testare a performanței sau în termenul contractual stabilit, Performance Ratio (*PR*) realizat este inferior valorii garantate, contractantul va avea obligația de a aplica măsuri tehnice corective într-un termen rezonabil stabilit contractual;

5.24.5 În cazul în care neconformitatea persistă, se vor aplica penalități sau mecanisme de compensare financiară, conform clauzelor contractuale privind garanția de performanță.

Capitolul II. Îndrumar tehnic pentru prezentarea ofertei

1. Dimensionarea centralei fotovoltaice și layout conceptual:

1.1 Proiectul vizează implementarea unui câmp fotovoltaic cu putere instalată de circa 50kW, în regim pilot, la obiectivul Î.S. „Radiocomunicații” situat în or. Edineț, Republica Moldova, coordonate geografice **48.18253 N, 27.29990 E** (Fig. nr. 1). Amplasamentul este deservit de drumul orașemnesc, asigurând accesul pentru transportul echipamentelor și intervențiile tehnice.

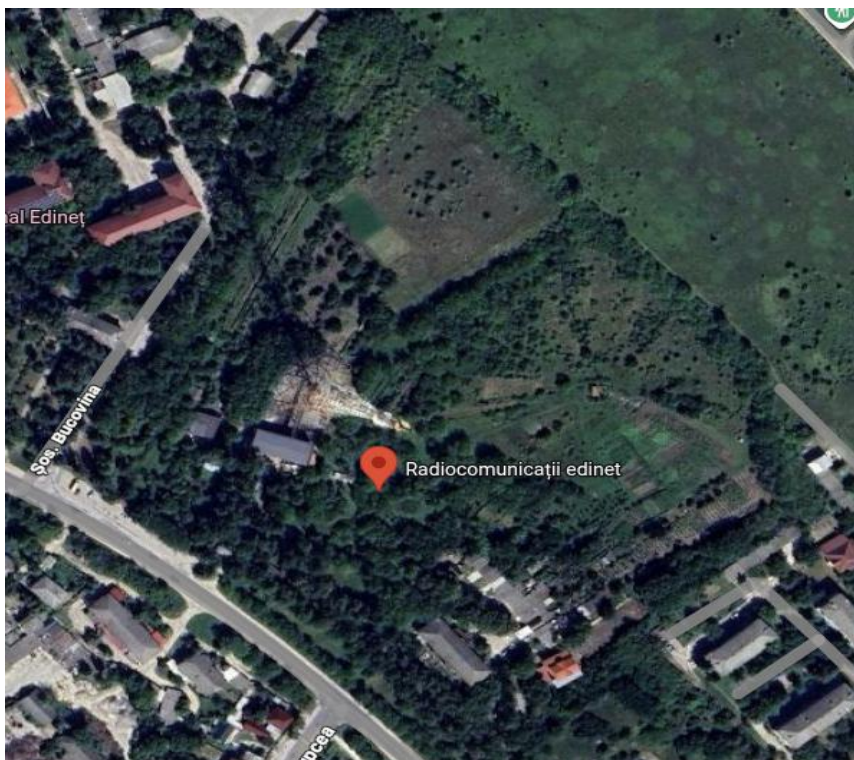


Fig. 1. Obiectul Edinet, I.S. Radiocomunicații
(48.182537758392684, 27.2999091249227)

1.2 Descrierea amplasamentului:

1.2.1 Locația proiectului este situată în zona satului Edineț, Republica Moldova, pe un teren aparținând infrastructurii Î.S. „Radiocomunicații”;

1.2.2 Amplasamentul prezintă următoarele caracteristici relevante din punct de vedere tehnic: teren relativ plan, acces facil la infrastructura tehnică existentă, proximitate față de rețeaua electrică internă a obiectivului și acces direct din drumul național R20;

1.2.3 Aceste condiții permit instalarea unei centrale fotovoltaice de tip „ground-mounted” (*montaj la sol*), fără necesitatea unor lucrări majore de terasament sau intervenții structurale complexe asupra terenului.

1.3. Parametri solari ai locației:

1.3.1 Datele climatice pentru coordonatele: **48.18253 / 27.29990 E** sunt estimate conform bazelor de date climatice europene în Tabelul nr. 6:

Tabelul nr. 6

Datele climatice pentru obiectul „Edineț”

Parametru	Valoare
Iradiație globală anuală	1350 – 1450kWh/m ² /an
Producție specifică PV	1150 – 1250kWh/kWp/an
Temperatură medie anuală	~10°C
Pierderi sistem estimat	14 – 18%

1.4 Puterea instalată:

1.4.1 Puterea instalată nominală a sistemului fotovoltaic va fi de aproximativ 50kWp. Configurația sistemului poate prevedea o ușoară supradimensionare a puterii instalate pe partea de curent continuu (DC) în raport cu puterea nominală a inverterului (AC), în scopul optimizării producției anuale de energie.

1.5 Configurarea câmpului fotovoltaic:

1.5.1 Se preconizează utilizarea modulelor fotovoltaice de tip TOPCon bifacial, cu putere nominală de aproximativ 580 W per modul;

1.5.2 Pentru atingerea unei puteri instalate de circa 50 kWp, estimarea orientativă a numărului de module este următoarea: $50\,000\text{W} / 580\text{W} \approx 86$ module;

1.5.3 Numărul exact de module va fi stabilit în etapa de proiectare tehnică, în funcție de configurația finală a sistemului, raportul DC/AC și soluția tehnică optimizată;

1.5.4 Parametrii tehnici ai modulelor propuse sunt prezentați în Tabelul nr. 7.

Tabelul nr. 7

Configurarea modulelor

Parametru	Valoare
Putere modul	580W
Suprafață modul	~2.3m ²
Eficiență	~22%

1.6 Estimarea suprafeței ocupate:

1.6.1 Suprafața totală a modulelor fotovoltaice este estimată la: 86 module × aproximativ 2.3m²/modul ≈ 198m²;

1.6.2 În cazul unui sistem de tip „ground-mounted”, se aplică un factor de spațiere între rândurile de module, necesar pentru evitarea efectelor de umbrire reciprocă și pentru asigurarea accesului tehnic pentru mentenanță;

1.6.3 Pentru estimarea preliminară s-a utilizat un factor de ocupare a terenului cuprins între 3 și 3.5;

1.6.4 Astfel, suprafața totală estimată necesară pentru amplasarea sistemului este de aproximativ 600 – 700m².

1.7 Configurația rândurilor:

1.7.1 Se recomandă o configurație preliminară de tip 4 rânduri a câte 21–22 module per rând, urmând ca aranjamentul final să fie stabilit prin proiectul tehnic, în funcție de analiza de amplasament și studiul de umbrire;

1.7.2 Această configurație prezintă următoarele avantaje tehnico-operaționale: asigură acces facil pentru intervenții de mentenanță, contribuie la reducerea pierderilor de energie cauzate de umbrirea reciprocă între rânduri și oferă flexibilitate în adaptarea aranjamentului panourilor fotovoltaice la configurația specifică a terenului disponibil.

1.8 Orientare și înclinare:

1.8.1 Orientarea câmpului fotovoltaic va fi către sud, cu un azimut aproximativ de 180° , în vederea maximizării captării radiației solare pe parcursul anului;

1.8.2 Unghiul de înclinare al modulelor va fi de aproximativ 30° , valoare considerată optimă pentru latitudinea Republicii Moldova, asigurând un compromis eficient între producția anuală totală și performanța sezonieră a sistemului.

1.9 Distanța între rânduri:

1.9.1 Pentru evitarea efectelor de umbrire în perioada sezonului rece, la etapa de proiectare se va prevedea o distanță între rândurile de module cuprinsă între 3 și 4 metri;

1.9.2 Această distanță permite limitarea pierderilor de producție generate de unghiul redus al soarelui în perioada de iarnă și asigură, totodată, spațiul necesar pentru accesul echipelor de exploatare și mentenanță.

1.10 Dimensiuni estimative ale câmpului fotovoltaic:

1.10.1 Dimensiunea estimativă a câmpului fotovoltaic este următoarea: lungimea rândurilor de aproximativ 48 m, lățimea totală a amplasamentului cuprinsă între 14 și 16 m, rezultând o suprafață totală estimată de aproximativ 700m^2 ;

1.10.2 Valorile indicate au caracter orientativ și pot fi ajustate în etapa de proiectare tehnică, în funcție de configurația finală a modulelor, distanțele inter-rând, unghiul de înclinare și condițiile specifice ale terenului.

1.11 Configurația electrică:

1.11.1 Se recomandă utilizarea unui invertor trifazat cu putere nominală de aproximativ 50kW, compatibil cu configurația propusă a câmpului fotovoltaic;

1.11.2 Configurarea stringurilor se estimează la aproximativ 6 stringuri, cu 14–15 module conectate în serie per string, în funcție de parametrii electrici ai modulelor (*tensiune la circuit deschis – Voc, tensiune la putere maximă – Vmp*) și de intervalul de tensiune de operare al invertorului;

1.11.3 Configurația finală a stringurilor va fi determinată în etapa de proiectare tehnică, cu respectarea limitelor de tensiune și curent admise, inclusiv condițiile de temperatură minimă și maximă specifice amplasamentului.

1.12 Amplasarea echipamentelor principale:

1.12.1 Echipamentele principale ale sistemului fotovoltaic vor fi amplasate și configurate astfel încât să asigure funcționarea sigură și eficientă a instalației, după cum urmează: câmpul de module fotovoltaice montat la sol pe structură dedicată, invertoarele instalate pe structura de montaj sau pe suport tehnic separat, tabloul electric de curent alternativ (AC), sistemul de monitorizare și integrare a datelor, precum și conexiunea la tabloul electric existent al obiectivului;

1.12.2 Disponerea finală a echipamentelor va fi stabilită prin proiectul tehnic, cu respectarea normativelor electrice și a cerințelor de siguranță.

1.13 Sistem BESS (optional):

1.13.1 În cazul implementării unui sistem de stocare a energiei (*BESS – Battery Energy Storage System*), se prevede o capacitate orientativă de aproximativ 100kWh;

1.13.2 Suprafața necesară pentru amplasarea echipamentului este estimată la aproximativ 6–10m², în funcție de soluția tehnică propusă și de tipul bateriilor utilizate;

1.13.3 Echipamentul poate fi amplasat fie într-un cabinet exterior dedicat, proiectat pentru exploatare în condiții de exterior, fie într-un spațiu tehnic existent al Î.S. „Radiocomunicații”, cu respectarea cerințelor de ventilație, protecție la incendiu și siguranță electrică. Alternativ, sistemul poate fi poziționat în proximitatea tabloului AC, pentru optimizarea traseelor de cablare și integrarea eficientă în sistemul energetic al obiectivului.

1.14 Estimarea producției anuale de energie:

1.14.1 Producția anuală estimată a sistemului fotovoltaic este de aproximativ 60 000kWh/an;

1.14.2 În funcție de condițiile climatice reale, variațiile de iradiere solară, pierderile tehnologice și disponibilitatea sistemului, intervalul realist de producție este estimat între 55 000 și 63 000kWh/an.

1.15 Distribuția producției lunare:

Tabelul nr. 8

Producție lunară

Luna	Energie estimată
Ianuarie	1 000kWh
Februarie	2 500kWh
Martie	6 500kWh
Aprilie	8 500kWh
Mai	10 000kWh
Iunie	10 500kWh
Iulie	10 500kWh
August	9 500kWh
Septembrie	7 000kWh
Octombrie	4 000kWh
Noiembrie	1 500kWh
Decembrie	1 000kWh
Total anual: ≈ 60 000kWh	

1.16 Potential de replicare:

1.16.1 Ofertantul va demonstra, prin soluția tehnică propusă, caracterul modular, scalabil și replicabil al proiectului pilot, astfel încât implementarea acestuia să poată fi extinsă și adaptată la alte obiective ale Î.S. „Radiocomunicații”, cu minimizarea modificărilor structurale și optimizarea costurilor de implementare ulterioară.

Tabelul nr. 9

Raport Putere/Suprafață

Putere	Suprafață (deviere 20%)
75kW	~800m ²
100kW	~1400m ²

1.17 Concluzie tehnică privind dimensionarea:

1.17.1 Dimensionarea sistemului fotovoltaic pentru amplasamentul din or. Edineț trebuie să demonstreze următoarele:

- Fezabilitatea tehnică a proiectului în raport cu condițiile de amplasament și infrastructura existentă;
- Necesitatea unei suprafețe relativ reduse de teren pentru implementare;
- Asigurarea unei producții anuale suficiente pentru validarea unui proiect pilot demonstrativ;
- Posibilitatea replicării și extinderii soluției tehnice la alte locații ale Î.S. „Radiocomunicații”.

1.17.2 În baza analizei preliminare, se recomandă următoarea configurație orientativă:

- Aproximativ 86 module fotovoltaice TOPCon bifaciale;
- 2 invertoare de tip string, cu putere nominală de 25 kW fiecare;
- Structură de montaj la sol (*ground-mounted*), cu un unghi de înclinare de aproximativ 30°;
- Suprafață totală ocupată estimată la circa 700m²;
- Producție anuală estimată de aproximativ 60MWh.

1.17.3 Configurația finală va fi stabilită prin proiectul tehnic de execuție, în urma validării calculelor electrice, a analizei de umbrire și a simulării producției energetice.

2. **Plan de amplasare (*layout*) pe locația Edineț – 50kw + opțiune BESS:**

2.1 Figura nr. 2 prezintă un layout orientativ al amplasamentului, suprapus peste imagine satelitară a locației, evidențiind principalele elemente ale configurației propuse, după cum urmează:

- Câmpul fotovoltaic de aproximativ 50 kW, configurat în 4 rânduri a câte aproximativ 22 module;
- Zona destinată amplasării invertoarelor și tabloului electric AC;
- Zona rezervată pentru sistemul de stocare a energiei (*BESS*) cu capacitate orientativă de 100 kWh (*opțional*);
- Traseul orientativ al cablului AC până la punctul existent de conexiune (*Point of Connection – PoC*).



Fig. 2. Prezentarea aranjamentelor panourilor fotovoltaice

2.2 Layout-ul are caracter informativ și preliminar, urmând ca poziționarea exactă a echipamentelor și traseelor de cablare să fie stabilită prin proiectul tehnic de execuție, în conformitate cu normele tehnice și condițiile reale din teren;

2.3 Ofertantul va prezenta soluția de amplasare a sistemului în funcție de configurația cadastrală reală a terenului, pe baza măsurătorilor și verificărilor efectuate în teren, în conformitate cu cerințele prevăzute la pct. 2.4 (din Capitolul II) Amplasarea echipamentelor se va realiza cu respectarea strictă a zonei de protecție a turnului și a restricțiilor tehnice aplicabile.

2.4 Configurație fizică propusă (pentru proiect tehnic):

2.4.1 Câmpul fotovoltaic va fi organizat în 4 rânduri a câte aproximativ 22 module per rând, rezultând un total orientativ de circa 88 module. Numărul final de module va fi stabilit în etapa de proiectare tehnică, în intervalul estimativ 85–90 module, în funcție de modelul ales și de optimizarea raportului DC/AC;

2.4.2 Unghiul de înclinare al modulelor va fi de aproximativ 30° , cu orientare către sud (*azimut aproximativ 180°*), în vederea maximizării producției anuale de energie;

2.4.3 Distanța dintre rânduri va fi cuprinsă între 3 și 4 metri, dimensionată astfel încât să reducă pierderile generate de umbrirea în perioada de iarnă și să asigure accesul pentru lucrări de exploatare și mentenanță;

2.4.4 Invertoarele și tabloul electric AC vor fi amplasate la sol, într-o zonă compactă situată în proximitatea câmpului fotovoltaic, în scopul minimizării lungimii cablurilor DC și al reducerii pierderilor electrice;

2.4.5 În cazul implementării opționale a sistemului de stocare a energiei (BESS), acesta va fi amplasat în proximitatea tabloului AC și/sau a invertoarelor, pentru a facilita integrarea tehnică și pentru a asigura un traseu AC cât mai scurt și eficient.

2.5 Cerințe privind documentația tehnică de livrare (EPC):

2.5.1 Ofertantul va include în ofertă documentația tehnică preliminară necesară pentru validarea soluției propuse, după cum urmează:

a. Plan de amplasare a sistemului (*layout*), în format DWG și/sau PDF, cu indicarea configurației propuse și a poziționării echipamentelor;

- b. Plan de cablare DC și AC, cu reprezentarea traseelor, lungimilor aproximative și secțiunilor de cablu dimensionate conform calculelor electrice;
- c. Plan de amplasare a echipamentelor principale (*invertoare, tablouri electrice, BESS – dacă este cazul*), cu respectarea distanțelor minime de siguranță și a cerințelor de exploatare;
- d. plan de împământare și protecție la descărcări atmosferice (*paratrăsnet*), corelat cu infrastructura existentă;
- e. plan privind organizarea accesului și mentenanței, incluzând aleile tehnice și spațiile necesare intervențiilor;
- f. soluția de amplasare va respecta strict zona de protecție a turnului și toate restricțiile tehnice aferente infrastructurii existente.

2.5.2 Documentația finală „as-built” va fi elaborată și predată beneficiarului după execuția lucrărilor, în conformitate cu situația reală din teren.

3. Dimensionarea electrică (dc/ac), protecții și integrare în punctul de racord:

3.1 Valorile tehnice prezentate în continuare au caracter orientativ și reprezintă dimensionarea de principiu utilizată în cadrul caietului de sarcini (*cerințe minime și intervale acceptate*);

3.2 Dimensionarea finală a sistemului va fi confirmată de contractantul EPC în cadrul proiectului tehnic, pe baza fișelor tehnice reale ale modulelor și invertoarelor selectate, precum și prin prezentarea schemelor de proiect și a documentației aferente etapelor de execuție și recepție, conform prevederilor **pct. 3.12** (*din Capitolul II*).

3.3 Arhitectura electrică recomandată:

3.3.1 Ca variantă de referință pentru ofertare, se recomandă utilizarea unui inverter hibrid trifazat cu putere nominală de aproximativ 50kW, compatibil cu integrarea ulterioară a unui sistem de stocare a energiei (*BEES*), dacă este cazul;

3.3.2 Caietul de sarcini acceptă un raport DC/AC cuprins în intervalul 1.05 – 1.25, în vederea optimizării producției anuale de energie și a funcționării eficiente a inverterului;

3.3.3 Configurația finală a sistemului va fi fundamentată prin calcule electrice și validată în proiectul tehnic, cu respectarea limitelor de tensiune, curent și temperatură admise de producătorul echipamentelor.

3.4 Date de bază pentru calcul (presupuneri standard)

3.4.1 Module fotovoltaice (PV):

3.4.1.1 Se consideră, pentru dimensionarea de referință, o configurație bazată pe module fotovoltaice de tip TOPCon bifaciale, cu putere nominală cuprinsă între 550 și 600Wp, compatibile cu sisteme de 1 500V DC (*recomandat*);

3.4.1.2 Parametrii tehnici tipici, care urmează a fi verificați și confirmați pe baza fișelor tehnice oficiale (*datasheet*) prezentate în ofertă, sunt următorii:

- a. Tensiunea la circuit deschis (*Voc_STC*): aproximativ 49–53V;
- b. Tensiunea la punctul de putere maximă (*Vmp_STC*): aproximativ 40–43V;
- c. Coeficientul de temperatură al tensiunii Voc: aproximativ (-0,25...-0,30)%/°C;

d. temperatura minimă de proiectare: -20°C (conform cerințelor caietului de sarcini).

3.4.1.3 Dimensionarea stringurilor va fi realizată ținând cont de creșterea tensiunii Voc la temperaturi scăzute și de încadrarea în limita maximă de tensiune admisă a inverterului și a sistemului ($1\ 500\text{V DC}$).

3.4.2 Configurația stringurilor (DC):

3.4.2.1 Ofertantul va demonstra, prin calcule tehnice incluse în proiectul de execuție, următoarele aspecte privind dimensionarea electrică a sistemului:

a. Tensiunea maximă la circuit deschis (V_{oc}) a stringului, determinată la temperatura minimă de proiectare, nu depășește tensiunea maximă DC admisă de inverter (de exemplu $1\ 100\text{V}$ sau $1\ 500\text{V}$, după caz);

b. Tensiunea la punctul de putere maximă (V_{mp}), în condiții reale de funcționare, se încadrează în intervalul de operare MPPT al inverterului selectat;

c. Numărul de stringuri și distribuția acestora pe intrările MPPT respectă limitele maxime de curent admise pentru fiecare MPPT, conform specificațiilor tehnice ale producătorului.

3.4.3 Configurație orientativă pentru 86 module ($\approx 50\text{kWp DC}$):

Pentru o putere instalată de aproximativ 50kWp DC , se poate lua în considerare următoarea configurație orientativă:

3.4.3.1 Varianta A (configurație uzuală, echilibrată):

Configurarea sistemului în 6 stringuri a câte 14 module, rezultând un total de 84 module și o putere instalată de aproximativ 48.7kWp , în ipoteza utilizării modulelor de 580 W . În funcție de puterea nominală exactă a modulului selectat, contractantul EPC poate propune o ajustare a configurației la un total de 85–90 module, inclusiv prin utilizarea a 6 stringuri a câte 14–15 module/string, cu respectarea limitelor electrice ale inverterului.

3.4.3.2 Varianta B (adekvată pentru configurația cu 2 invertoare a câte 25kW și MPPT-uri multiple):

Sistemul poate fi împărțit între două invertoare, fiecare deserving câte 3 stringuri. Distribuția stringurilor pe intrările MPPT se va realiza cu respectarea cerințelor producătorului, fiind necesar minimum un string per MPPT, iar, în mod recomandat, o repartizare simetrică pe MPPT-urile fiecărui inverter.

3.4.3.3 Configurația finală a stringurilor, numărul exact de module și distribuția pe MPPT vor fi stabilite de contractantul EPC în cadrul proiectului tehnic, pe baza parametrilor electrici reali ai modulelor și invertoarelor oferite, a condițiilor de temperatură minimă de proiectare și a limitelor de tensiune și curent admise.

3.5 Invertoare – cerințe electrice

3.5.1 Cerințe minime (reiterare și completare):

3.5.1.1 Inverterul propus trebuie să îndeplinească cel puțin următoarele cerințe tehnice:

a. Tip: inverter de tip string (*trifazat, pentru aplicații on-grid*);

b. Eficiență maximă: minimum 98% ;

c. Protecții integrate sau asigurate prin echipamente dedicate: protecție anti-islanding, protecție la polaritate inversă pe DC, întrerupător DC (*DC switch*), protecție la supratensiuni (*SPD – integrat sau extern*), protecție termică;

- d. Grad de protecție: minimum IP65, adecvat pentru instalare în exterior;
- e. Comunicații: Ethernet și RS485, cu suport pentru protocoale Modbus TCP și/sau Modbus RTU;
- f. Conformitate: respectarea standardului IEC 62109, marcaj CE și compatibilitate cu rețeaua electrică din Republica Moldova.

3.5.2 Setări rețea:

3.5.2.1 Invertorul trebuie configurat și parametrizat în conformitate cu cerințele operatorului de rețea și cu normele tehnice locale aplicabile. În acest sens, echipamentul trebuie să permită implementarea următoarelor funcționalități, dacă acestea sunt solicitate prin avizul tehnic de racordare sau prin codul de rețea:

- a. Limitarea puterii active livrate în rețea;
- b. Controlul factorului de putere și funcții de reglaj al puterii reactive ($Q(U)$, $P(f)$ sau alte funcții impuse de operator);
- c. Reconnectarea automată la rețea după restabilirea parametrilor normali de tensiune și frecvență.

3.5.2.2 Ofertantul va confirma prin fișa tehnică și prin declarație de conformitate că invertorul propus suportă aceste funcționalități și poate fi configurat conform cerințelor operatorului de rețea.

3.6 Partea DC – echipamente și protecții

3.6.1 Cabluri DC:

3.6.1.1 Cablurile utilizate pe partea de curent continuu (DC) trebuie să îndeplinească următoarele cerințe minime:

- a. Cablu solar certificat conform standardului EN 50618 sau echivalent;
- b. Rezistență la radiații UV și domeniu de temperatură de operare cuprins între -40°C și $+90^{\circ}\text{C}$;
- c. Utilizarea conectorilor de tip MC4 sau echivalent compatibil, certificați pentru aplicații fotovoltaice.

3.6.1.2 Secțiunile orientative pentru dimensionarea cablurilor (în scopul fundamentării caietului de sarcini) sunt:

- a. Traseu string \rightarrow invertor: în mod uzual $4\text{--}6\text{mm}^2$, în funcție de lungimea traseului și de curentul nominal al stringului.

3.6.1.3 Contractantul EPC va dimensiona secțiunile finale ale cablurilor pe baza calculelor electrice și va demonstra că pierderea de tensiune pe partea DC nu depășește 1.5% din tensiunea nominală a sistemului.

3.6.2 Protecții DC:

3.6.2.1 Pe partea de curent continuu (DC), sistemul trebuie să includă următoarele elemente de protecție, obligatorii:

- a. Întrerupător/separator DC (DC switch/disconnector), integrat în invertor sau instalat separat, dimensionat conform parametrilor electrici ai sistemului;
- b. Dispozitiv de protecție la supratensiuni (SPD) DC tip II, instalat la intrarea invertorului, integrat în echipament sau amplasat într-o cutie DC dedicată;
- c. Protecții fuzibile pe stringuri, în cazul în care mai multe stringuri sunt conectate în paralel pe același MPPT, atunci când această măsură este impusă de producătorul invertorului sau rezultă din calculele de curent invers admis.

3.6.3 Împământare:

3.6.3.1 Sistemul va include o schemă de împământare conform normativelor aplicabile, care va asigura:

- a. Conectarea la priza de pământ a tuturor structurilor metalice de susținere;
- b. Legarea la pământ a ramelor modulelor fotovoltaice;
- c. Conectarea la sistemul de împământare a carcaselor echipamentelor (*invertoare, tablouri, cutii de conexiuni*).

3.6.3.2 Contractantul EPC va prezenta schema de împământare și va demonstra conformitatea acesteia cu normele tehnice în vigoare.

3.7 Partea AC – tablouri, protecții și cabluri

3.7.1 Nivel de tensiune:

3.7.1.1 Ieșirea inverterului trebuie să fie trifazată, cu tensiunea nominală de $3 \times 400V$ AC și frecvența de 50Hz, în conformitate cu standardul rețelei electrice din Republica Moldova;

3.7.1.2 Inverterul va fi compatibil cu sistemul de distribuție existent al beneficiarului și va respecta cerințele privind toleranțele de tensiune și frecvență impuse de operatorul de rețea.

3.7.2 Tablou AC (PV-AC-DB):

3.7.2.1 Tabloul electric de curent alternativ (*PV-AC-DB*) trebuie să fie proiectat și echipat astfel încât să asigure protecția, separarea și monitorizarea corespunzătoare a instalației fotovoltaice. Acesta va include, cel puțin, următoarele echipamente:

- a. Întrerupător principal de tip MCCB, dimensionat corespunzător curentului total al instalației;
- b. Protecție la supracurent și scurtcircuit pentru fiecare inverter conectat;
- c. Protecție diferențială, conform soluției de proiect și normelor tehnice aplicabile;
- d. Dispozitiv de protecție la supratensiuni (*SPD*) AC tip II;
- e. Sistem de contorizare și/sau analizor de energie, în cazul în care măsurarea nu este realizată în punctul de racordare.

3.7.2.2 Gradul minim de protecție al tabloului va fi IP54, adecvat condițiilor de instalare (*interior/exterior protejat*).

3.7.3 Cabluri AC:

3.7.3.1 Dimensionarea cablurilor pe partea de curent alternativ (*AC*) va fi realizată de contractantul EPC pe baza calculelor electrice și a condițiilor reale de instalare;

3.7.3.2 Contractantul va demonstra prin calcule justificative că:

- a. Căderea de tensiune pe traseul dintre inverter și tabloul AC nu depășește 1%;
- b. Căderea totală de tensiune de la inverter până la punctul de racordare (*PoC*) se încadrează în limitele prevăzute de normele tehnice aplicabile.

3.7.3.3 Secțiunile orientative pentru fundamentarea caietului de sarcini sunt următoarele:

- a. Pentru un inverter de 25 kW → tablou AC: cablu de cupru tipic $5 \times 10 \dots 5 \times 16 \text{mm}^2$, în funcție de lungimea traseului și de metoda de pozare;
- b. Pentru traseul tablou AC → punct de racordare (*PoC*): secțiune determinată în funcție de distanță și curentul calculat, uzual $5 \times 16 \dots 5 \times 35 \text{mm}^2$.

3.7.3.4 Secțiunile finale vor fi stabilite în proiectul tehnic, cu respectarea curentului maxim admisibil, condițiilor de instalare, temperaturii de funcționare și selectivității protecțiilor.

3.8 Punctul de racord (PoC) și contorizare

3.8.1 Cerințe privind punctul de racordare (PoC):

3.8.1.1 Punctul de racordare (*Point of Connection – PoC*) va fi stabilit de comun acord cu Beneficiarul, în funcție de configurația instalației electrice existente (*tabloul general, BMPT sau alt punct intern de distribuție*);

3.8.1.2 Racordarea instalației fotovoltaice la PoC se va realiza cu separare clară și identificabilă a circuitului PV, incluzând cel puțin următoarele elemente:

- a. Întrerupător general dedicat instalației fotovoltaice;
- b. Protecții electrice corespunzătoare (*supracurent, scurtcircuit, diferențial, după caz*);
- c. Contor bidirecțional, în cazul în care regimul de funcționare presupune injectarea energiei în rețea și dacă acest lucru este impus prin avizul tehnic sau de operatorul de rețea.

3.8.1.3 Schema de racordare va fi prezentată în proiectul tehnic și va respecta normele tehnice aplicabile și condițiile stabilite de operatorul de rețea.

3.8.2 Regim de funcționare:

3.8.2.1 Sistemul fotovoltaic va putea funcționa în unul dintre următoarele regimuri, în funcție de condițiile impuse prin avizul tehnic de racordare și de cerințele operatorului de rețea:

- a. Autoconsum cu injecție controlată în rețea;
- b. Autoconsum fără injecție în rețea (*regim zero-export*), în cazul în care acest regim este impus de operatorul de rețea.

3.8.2.2 Cerință tehnică: inverterul și/sau sistemul de management energetic (*EMS*) trebuie să permită:

- a. Limitarea exportului de energie în rețea, inclusiv configurarea pragurilor maxime de injecție;
- b. Controlul puterii active și reactive, în conformitate cu cerințele operatorului de rețea (*inclusiv funcții de reglaj P și Q*).

3.8.2.3 Ofertantul va confirma prin documentația tehnică faptul că echipamentele propuse suportă aceste funcționalități și pot fi configurate în conformitate cu regimul de funcționare impus.

3.9 Împământare și protecție la trăsnet:

3.9.1 Sistemul fotovoltaic va include o instalație de împământare și protecție la descărcări atmosferice dimensionată conform normativelor tehnice aplicabile.

3.9.2 Cerințe obligatorii:

- a. Realizarea și dimensionarea prizei de pământ, cu efectuarea măsurătorilor corespunzătoare;
- b. Legarea la priza de pământ a tuturor maselor metalice (*structuri de susținere, rame module, carcase echipamente, tablouri electrice*);
- c. Instalarea și coordonarea protecțiilor la supratensiuni (*SPD*) pe partea DC și AC, conform principiilor de selectivitate și coordonare energetică.

3.9.3 Obiectivul dispune de instalație de paratrăsnet existentă. Contractantul EPC va integra sistemul fotovoltaic în instalația existentă de protecție la trăsnet, conform proiectului tehnic și normativelor în vigoare.

3.9.4 Cerințe de livrare:

3.9.4.1 La finalizarea lucrărilor, contractantul va prezenta:

- a. Proces-verbal de măsurare a prizei de pământ;
- b. Schema de legare la pământ în versiune „as-built”, reflectând situația reală din teren.

3.10 Integrare SCADA / monitorizare:

3.10.1 Sistemul fotovoltaic va fi echipat cu o soluție de monitorizare compatibilă cu integrarea în sistemul de supraveghere al Beneficiarului;

3.10.2 Cerințe minime:

- a. Monitorizarea producției de energie (*instantanee și cumulată*);
- b. Generarea și transmiterea alarmelor privind funcționarea echipamentelor;
- c. Acces remote securizat;
- d. Posibilitatea exportului de date (*format CSV, Excel sau echivalent*).

3.10.3 Interfață de comunicație:

a. Suport pentru protocol Modbus TCP și/sau Modbus RTU, ori API furnizat de producător (*vendor API*), documentat tehnic.

3.10.4 Cerință de livrare:

3.10.4.1 Contractantul EPC va furniza:

- a. Conturi de administrare (*admin*) pentru Beneficiar, cu drepturi complete de configurare și monitorizare;
- b. Manual de utilizare și documentație tehnică a sistemului de monitorizare;
- c. Topologia rețelei de comunicații (*schema logică*), incluzând adrese IP, porturi utilizate și parametrii de comunicație necesari integrării în Centrul de monitorizare al Î.S. „Radiocomunicații”.

3.11 Integrare BESS (în cazul selectării opțiunii):

3.11.1 În situația în care se optează pentru integrarea unui sistem de stocare a energiei (*BESS*), soluția tehnică propusă trebuie să asigure compatibilitatea și integrarea corespunzătoare în arhitectura instalației fotovoltaice;

3.11.2 Arhitectură acceptată:

- a. Utilizarea unui inverter hibrid compatibil cu baterii sau a unui convertor dedicat de tip PCS (*Power Conversion System*);
- b. Implementarea unui sistem de management energetic (*EMS*) care să asigure logica de funcționare pentru backup, peak-shaving și/sau zero-export.

3.11.3 BESS va fi amplasat în proximitatea tabloului AC, într-o zonă delimitată și protejată, cu asigurarea protecțiilor electrice și mecanice dedicate;

3.11.4 Cerințe electrice minime

3.11.4.1 Sistemul BESS trebuie să includă:

- a. Protecții specifice pe partea AC și DC, dimensionate conform parametrilor nominali ai bateriei și convertorului;
- b. Interblocări electrice și funcție de oprire de urgență (*E-Stop*), accesibilă și clar semnalizată;
- c. Integrarea sistemului de alarmare și a parametrilor de funcționare în platforma SCADA/monitorizare a Beneficiarului.

3.12 Livrabile obligatorii pe partea electrică (în ofertă și la finalizarea lucrărilor):

3.12.1 Documente ce vor fi prezentate în ofertă

Ofertantul va include în documentația de ofertă cel puțin următoarele elemente tehnice:

- a. Schemă unifilară (*Single Line Diagram – SLD*) propusă;
- b. Calcul de dimensionare a stringurilor, incluzând verificarea tensiunii Voc la temperatura minimă de proiectare (T_{min}), tensiunii Vmp și încadrarea în domeniul MPPT;
- c. Calcule privind căderile de tensiune pe partea DC și AC;
- d. Lista protecțiilor electrice propuse, inclusiv justificarea selectivității acestora;
- e. Lista echipamentelor principale (*BOM – Bill of Materials*), însoțită de fișele tehnice ale producătorilor.

3.12.2 Documente ce vor fi predate la recepție (documentație „as-built”)

La finalizarea lucrărilor, contractantul EPC va preda Beneficiarului:

- a. Schemă unifilară finală (*SLD*) și plan de cablare, actualizate conform execuției reale;
- b. Rapoarte de testare și verificare, incluzând măsurători de rezistență de izolație, continuitate a conductorului de protecție (*PE*), verificare SPD și testarea funcțiilor de protecție;
- c. Setările principale ale invertorului și/sau EMS (*parametri esențiali de operare*);
- d. Proces-verbal de măsurare a prizei de pământ.

3.13 Exemplu schematic de SLD (descriere orientativă)

3.13.1 Schema unifilară (*Single Line Diagram – SLD*) va reflecta fluxul energetic și structura de racordare a sistemului fotovoltaic, după cum urmează:

- a. Stringurile fotovoltaice (*PV*) sunt conectate la intrările DC ale invertorului/invertoarelor;
- b. Ieșirea AC a invertorului/invertoarelor este conectată la tabloul AC dedicat instalației fotovoltaice (*PV-AC-DB*);
- c. Tabloul *PV-AC-DB* este racordat la punctul de conexiune (*PoC*), respectiv la tabloul electric existent sau *BMPT*, conform soluției stabilite;
- d. În cazul implementării opționale a unui sistem *BESS/PCS*, acesta va fi conectat la tabloul AC (*PV-AC-DB*), prin protecții dedicate;
- e. Sistemul de monitorizare (*SCADA*) va colecta datele de la invertoare și sistemul de contorizare, prin intermediul unui router/switch, asigurând acces remote securizat.

3.13.2 Schema finală va fi detaliată în proiectul tehnic și va include protecțiile, punctele de măsurare și elementele de separare necesare, conform normativelor aplicabile.

4. Dimensionarea electrică (dc/ac) pentru distanță poc = 150m:

4.1 În continuare este prezentată o dimensionare orientativă (*model*) pentru o distanță de aproximativ 150m între zona invertoarelor/taboului PV și tabloul electric existent (*PoC*). Dimensionarea finală va fi elaborată și prezentată de contractantul EPC în cadrul proiectului tehnic de execuție, pe baza soluției oferite, a fișelor tehnice reale ale echipamentelor și a calculelor de proiect aferente.

4.2 Arhitectură electrică finală recomandată

4.2.1 Arhitectura electrică recomandată pentru implementarea sistemului este următoarea:

- a. 2 invertoare de tip string, fiecare cu putere nominală de 25kW, ieșire trifazată 3×400V AC, 50Hz;
- b. Tablou AC dedicat instalației fotovoltaice (*PV-AC-DB*), amplasat în proximitatea invertoarelor, în zona câmpului fotovoltaic;
- c. Traseu principal AC între tabloul PV-AC-DB și punctul de conexiune (*PoC*), cu lungimea estimată de aproximativ 150m.

4.2.2 Cerință tehnică: raportul DC/AC acceptat este cuprins în intervalul 1.05 – 1.25, urmând ca dimensionarea exactă să fie justificată prin calcule electrice și simulare energetică în proiectul tehnic.

4.3 Curent nominal pe partea AC (referință pentru dimensionare)

4.3.1 Pentru o putere totală instalată pe partea AC de aproximativ 50kW, curentul trifazat de referință se determină conform relației:

$$I = P / (\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi)$$

Unde:

$$P = 50\,000\text{W}$$

$$U = 400\text{V}$$

$$\cos\varphi = 0.95$$

$$\sqrt{3} = 1.732$$

P – puterea activă

U – tensiunea de linie (*linie-linie*)

I – curentul de linie

cosφ – factorul de putere al sarcinii

$\sqrt{3}$ (≈ 1.732) – coeficient utilizat în calculul puterii în sisteme trifazate

Rezultă:

$$I \approx 50\,000 / (1.732 \times 400 \times 0.95)$$

$$I \approx 50\,000 / 658.16$$

$$I \approx 76\text{A}$$

4.3.2 Dimensionarea conductorului și a echipamentelor de protecție se va realiza în baza curentului de calcul $I \approx 76\text{ A}$, determinat conform **pct. 4.3.1**;

4.3.3 La alegerea secțiunii conductorului se vor lua în considerare:

- curentul admisibil al conductorului (*conform normativelor în vigoare*);
- condițiile de instalare (*pozare în aer, canal, tub, etc.*);
- temperatura mediului;
- factorii de corecție aplicabili.

4.3.4 Se va asigura ca:

$$I_z \geq I$$

Unde:

I_z – curentul admisibil al conductorului [A]

I – curentul de calcul [A]

4.3.5 De asemenea, protecția la supracurent va fi aleasă astfel încât:

$I_n \geq I$

Unde:

I_n – curentul nominal al dispozitivului de protecție [A]

4.3.6 Se recomandă selectarea unei rezerve tehnice ($\geq 10-15\%$) pentru dimensionarea conductorilor și protecțiilor.

4.4 Configurația DC (*stringuri*) – cerințe

4.4.1 Configurația orientativă a sistemului pe partea DC este următoarea:

a. 85–90 module fotovoltaice de tip TOPCon, cu putere nominală cuprinsă între 550–600Wp;

b. 6 stringuri a câte 14–15 module/string (*configurație orientativă*).

4.4.2 Contractantul EPC va demonstra prin calcule tehnice că:

a. Tensiunea maximă la circuit deschis (V_{oc}), determinată la temperatura minimă de proiectare (ex. $-20^{\circ}C$), este mai mică decât tensiunea maximă DC admisă a invertorului (U_{dc_max});

b. Tensiunea la punctul de putere maximă (V_{mp}), în condiții de funcționare, se încadrează în domeniul de operare MPPT al invertorului;

c. Curenții pe fiecare intrare MPPT respectă limitele maxime admise de producătorul invertorului.

4.4.3 Cerință suplimentară: căderea de tensiune pe partea DC nu va depăși 1.5% pentru fiecare ramură dintre string și invertor.

4.5 Dimensionarea cablurilor AC pentru 150m

4.5.1 Invertoare → PV-AC-DB (*traseu local, scurt*):

4.5.1.1 Pentru traseul dintre fiecare invertor și tabloul AC dedicat instalației fotovoltaice (*PV-AC-DB*) se consideră o lungime estimativă de 10–20m;

4.5.1.2 Recomandare orientativă pentru dimensionare:

a. Pentru fiecare invertor de 25kW: cablu de cupru tipic $5 \times 10 \text{mm}^2$;

b. În cazul în care lungimea traseului depășește aproximativ 30m, se recomandă utilizarea unei secțiuni de $5 \times 16 \text{mm}^2$.

4.5.1.3 Cerință tehnică: căderea de tensiune pe acest tronson nu va depăși 1% din tensiunea nominală;

4.5.1.4 Dimensionarea finală va fi realizată de contractantul EPC pe baza calculelor electrice, ținând cont de curentul nominal, metoda de pozare, temperatura de funcționare și factorii de corecție aplicabili.

4.5.2 PV-AC-DB → PoC (*150m*) – cablul principal:

Pentru traseul principal dintre tabloul PV-AC-DB și punctul de conexiune (*PoC*), cu lungime estimată de aproximativ 150m și curent de referință de circa 72A, se stabilește următoarea cerință de proiectare:

4.5.2.1 **Țintă tehnică:** căderea de tensiune pe acest tronson $\leq 1\%$ din tensiunea nominală;

4.5.2.2 **Recomandare standard (*pentru fundamentarea caietului*):**

a. cablu de cupru $2 \times 5 \times 35 \text{mm}^2$, tensiune nominală 0,6/1kV, instalat îngropat sau pe pat de cablu, în tub/șanț corespunzător normativelor.

4.5.2.3 **Variantă acceptată (*condiționat*):**

Cablu de cupru $2 \times 5 \times 25 \text{mm}^2$, posibil doar dacă contractantul EPC justifică prin calcule detaliate că sunt respectate simultan:

- a. Limita de cădere de tensiune $\leq 1\%$;
- b. Încărcarea termică admisă în condițiile reale de instalare (*metodă de pozare, temperatură sol/aer, factori de corecție, grupare cabluri*).

4.5.2.4 Cerință obligatorie în ofertă

Contractantul EPC va prezenta:

- a. Calculul detaliat al căderii de tensiune;
- b. Verificarea încălzirii conductoarelor și a curentului maxim admisibil în condițiile de montaj;
- c. Justificarea secțiunii alese;
- d. În cazul în care nu poate demonstra respectarea condițiilor de mai sus, se va aplica secțiunea minimă recomandată de $2 \times 5 \times 35 \text{mm}^2$.

4.6 Dimensionarea protecțiilor AC (orientativ)

4.6.1 Echipamente și protecții în PV-AC-DB (tabloul PV)

Tabloul AC dedicat instalației fotovoltaice (PV-AC-DB) va include, în mod obligatoriu, următoarele echipamente și protecții:

4.6.1.1 Întrerupător general PV (MCCB):

- a. Curent nominal orientativ: 100A;
- b. caracteristică termomagnetică, cu posibilitate de reglaj, dacă este necesar în funcție de selectivitate și coordonarea protecțiilor.

4.6.1.2 Protecție individuală pentru fiecare invertor:

- a. MCB sau MCCB dedicat fiecărui invertor;
- b. Curent nominal orientativ: aproximativ 50A pentru fiecare invertor de 25kW;
- c. Selecția exactă va fi realizată de EPC pe baza curentului maxim al invertorului și a cerințelor producătorului.

4.6.1.3 Dispozitiv de protecție la supratensiuni (SPD) AC tip II:

- a. Configurație 3P+N;
- b. Coordonat cu sistemul de împământare și cu eventualele SPD-uri instalate în aval sau amonte.

4.6.1.4 Protecție diferențială (RCD), după caz:

- a. Aplicabilă conform schemei electrice a producătorului invertorului și normelor tehnice;
- b. În cazul sistemelor cu monitorizare integrată a curentului rezidual în invertor, se va asigura selectivitatea la nivelul tabloului principal.

4.6.1.5 Grad minim de protecție al tabloului: IP54 (în cazul instalării în exterior, se recomandă un grad de protecție IP65).

4.6.2 Echipamente și protecții în PoC (tabloul existent)

4.6.2.1 În punctul de conexiune (PoC), respectiv în tabloul electric existent al Beneficiarului, vor fi implementate următoarele cerințe minime:

- a. Instalarea unui întrerupător dedicat pentru alimentarea din sistemul fotovoltaic, cu separare clară și identificare distinctă a circuitului PV;
- b. Asigurarea coordonării și selectivității protecțiilor între tabloul PV-AC-DB și tabloul existent, astfel încât declanșările să fie limitate la zona afectată;

c. Instalarea echipamentelor de contorizare (*dacă este impus prin regimul de racordare*) și/sau a unui sistem de măsurare a energiei pentru integrarea în SCADA.

4.6.2.2 Schema de racordare și coordonarea protecțiilor vor fi detaliate în proiectul tehnic de execuție, pe baza parametrilor instalației existente.

4.7 Împământare și protecție la supratensiuni:

4.7.1 Instalația fotovoltaică va fi realizată cu respectarea normelor tehnice privind împământarea și protecția la supratensiuni.

4.7.2 Cerințe minime:

a. Legarea la priza de pământ a tuturor structurilor metalice de susținere, a ramelor modulelor fotovoltaice, a carcaselor invertoarelor și a tabloului PV-AC-DB;

b. Instalarea unei bare de protecție (*bară PE*) în tabloul PV-AC-DB;

c. Instalarea unui dispozitiv de protecție la supratensiuni (*SPD*) DC tip II, amplasat la inverter sau în cutiile DC dedicate;

d. Instalarea unui SPD AC tip II în tabloul PV-AC-DB;

e. În funcție de distanță, expunere și analiza de risc, contractantul EPC va evalua necesitatea instalării unui SPD suplimentar în punctul de conexiune (*PoC*).

4.7.3 Coordonarea energetică a SPD-urilor DC și AC va fi asigurată conform principiilor de selectivitate și conform normativelor aplicabile;

4.7.4 Livrabil obligatoriu: Buletin de măsurare a prizei de pământ, întocmit și semnat de personal autorizat.

4.8 Traseu cablu 150m – cerințe de execuție

4.8.1 Pentru traseul principal dintre PV-AC-DB și punctul de conexiune (*PoC*), cu lungime estimată de aproximativ 150m, contractantul EPC va prevedea următoarele măsuri de execuție:

a. Realizarea traseului îngropat în șanț, cu strat de nisip, bandă avertizoare și protecție în tub (*PVC/PEHD/copex*), sau instalarea pe pat de cablu dedicat, conform normativelor aplicabile;

b. Marcarea traseului și actualizarea planului de amplasare în documentația „as-built”;

c. asigurarea protecției mecanice suplimentare în zonele de traversare a drumurilor, aleilor sau zonelor tehnice (*de exemplu, tub rigid sau protecție suplimentară*);

d. respectarea distanței de separare față de cablurile de date și comunicații, recomandat minimum 0.3–0.5m, sau utilizarea unor tuburi de separație distincte.

4.8.2 Execuția lucrărilor va respecta normele tehnice privind pozarea cablurilor de joasă tensiune și cerințele de siguranță aplicabile.

4.9 SCADA / comunicații (pentru distanță de 150m)

Pentru integrarea sistemului fotovoltaic în platforma de monitorizare (*SCADA*), traseul de comunicații aferent distanței de aproximativ 150m dintre zona invertoarelor și punctul de integrare în rețeaua existentă va fi realizat după cum urmează:

4.9.1 Recomandare tehnică:

- a. Utilizarea fibrei optice sau a unui cablu UTP de exterior (*outdoor*), pozat în tub separat față de cablurile de putere, în funcție de infrastructura existentă și soluția tehnică propusă;
- b. Pentru distanța de 150m, utilizarea cablului UTP este posibilă, însă se recomandă:
- c. Instalarea unui switch intermediar, dacă este necesar pentru stabilitate și amplificarea semnalului; sau
- d. Utilizarea fibrei optice, preferabilă din punct de vedere al imunității la supratensiuni, diferențe de potențial și interferențe electromagnetice.

4.9.2 Cerință minimă:

4.9.2.1 Asigurarea accesului remote securizat la sistem;

4.9.2.2 Posibilitatea exportului de date pentru integrare în sistemele interne ale Beneficiarului.

4.10 Cerințe numerice obligatorii (conform cerințelor generale)

4.10.1 Pentru dimensionarea instalației electrice, se stabilesc următoarele cerințe minime obligatorii:

- a. Căderea de tensiune pe partea DC: $\leq 1.5\%$;
- b. Căderea de tensiune pe partea AC:
 - Traseu inverter \rightarrow PV-AC-DB: $\leq 1\%$;
 - Traseu PV-AC-DB \rightarrow PoC (aprox. 150m): $\leq 1\%$;
- c. Cablul principal AC pentru traseul de 150m:
 - Secțiune minimă recomandată: Cu $5 \times 35\text{mm}^2$;
 - Secțiunea Cu $5 \times 25\text{mm}^2$ este acceptată doar dacă EPC demonstrează prin calcule detaliate și justifică în funcție de metoda de montaj, condițiile termice și factorii de corecție că sunt respectate simultan limitele de cădere de tensiune și încălzire termică admisibilă;
- d. Întrerupător general PV în tabloul PV-AC-DB: curent nominal 100A;
- e. Instalarea obligatorie a SPD DC tip II și SPD AC tip II;
- f. Tabloul PV-AC-DB destinat montajului exterior: grad de protecție minim IP54.

4.11 SLD – descriere finală

4.11.1 Schema unifilară (*Single Line Diagram – SLD*) finală a instalației va reflecta următorul flux funcțional și arhitectural:

- a. Stringurile fotovoltaice (PV) sunt conectate la intrările DC ale inverterului, fiecare linie fiind prevăzută cu întrerupător DC (*DC switch*) și protecție la supratensiuni (*SPD DC*);
- b. Invertoarele de 25kW sunt racordate la tabloul PV-AC-DB prin protecții individuale dedicate;
- c. Tabloul PV-AC-DB, echipat cu întrerupător general de tip MCCB (100A), SPD AC și bară de protecție (PE), este conectat la punctul de conexiune (PoC) prin cablul principal de cupru $5 \times 35\text{mm}^2$;
- d. În cazul implementării opționale a unui sistem BESS/PCS, acesta va fi conectat în tabloul PV-AC-DB, prin protecții dedicate și cu integrare conform schemei electrice;

e. Sistemul de monitorizare (SCADA) va prelua datele de la invertore și/sau contor, prin intermediul infrastructurii de comunicație (*preferabil fibră optică*), cu integrare în rețeaua informatică a Î.S. „Radiocomunicații”.

4.11.2 Schema finală va fi detaliată în proiectul tehnic de execuție și va include toate elementele de protecție, măsură și separare necesare, conform normativelor aplicabile.

4.12 Cerințe pentru traseu îngropat în teren (150m):

Cablul principal AC

4.12.1 Pentru traseul principal dintre PV-AC-DB și PoC (*aprox. 150m*), se stabilesc următoarele cerințe:

a. Cablu de cupru $5 \times 35 \text{mm}^2$, 0,6/1kV – recomandat ca secțiune minimă pentru această distanță;

b. alternativ, se acceptă utilizarea cablului $5 \times 25 \text{mm}^2$ doar dacă ofertantul demonstrează prin calcule detaliate că:

- căderea de tensiune pe 150 m este $\leq 1\%$;

- încărcarea termică este sigură pentru modul de pozare propus, ținând cont de temperatură, factori de corecție și grupare.

4.12.2 Execuția șanțului (cerințe standard):

a. Adâncime minimă de pozare: 0.7 m (*pentru teren normal*);

b. Pat de nisip: minimum 10cm sub cablu și 10cm peste cablu;

c. Protecție mecanică suplimentară (*plăci, cărămidă de protecție sau tub rigid*) în zonele vulnerabile sau la traversări;

d. Bandă avertizoare montată la 30–40cm deasupra cablului;

e. Refacerea terenului prin compactare și aducere la starea inițială.

4.12.3 Separarea cablurilor (energie vs. date):

a. În cazul în care traseul de comunicație (SCADA/Ethernet) urmează același coridor, acesta va fi pozat în tub separat sau la distanță laterală adecvată față de cablul de putere;

b. Pentru fiabilitate și imunitate la supratensiuni, se recomandă utilizarea fibrei optice pe distanța de 150m.

4.12.4 Protecții pentru traseu lung:

a. Instalarea obligatorie a SPD AC tip II în tabloul PV-AC-DB;

b. Realizarea corectă a sistemului de împământare și legarea tuturor echipamentelor;

c. În cazul în care tabloul PoC este amplasat la capătul traseului și expunerea la supratensiuni este ridicată, contractantul EPC va evalua necesitatea instalării unui SPD suplimentar în PoC, în baza proiectului tehnic.

5. Cerințe EPC obligatorii pentru proiectul tehnic și execuția centralei fotovoltaice:

5.1 Principii generale

5.1.1 Contractantul EPC este responsabil pentru:

a. Elaborarea proiectului tehnic complet al centralei fotovoltaice;

b. Verificarea condițiilor reale din teren și corelarea soluției tehnice cu situația existentă;

c. Dimensionarea finală a echipamentelor și a instalațiilor electrice;

- d. Asigurarea conformității instalației cu normele tehnice și standardele aplicabile;
- e. Respectarea zonei de protecție a turnului și a restricțiilor tehnice aferente infrastructurii existente.

5.1.2 Toate calculele și valorile prezentate în prezentul caiet de sarcini au caracter orientativ și au rolul de a defini și ghida cerințele minime ale proiectului;

5.1.3 Dimensionarea finală și soluția tehnică definitivă vor fi stabilite de contractantul EPC în cadrul proiectului tehnic de execuție, pe baza verificărilor efectuate și a parametrilor reali ai echipamentelor propuse.

5.2 Conținut minim al proiectului tehnic

Contractantul va elabora proiectul tehnic complet al centralei fotovoltaice, care va include, cel puțin, următoarele documente și planșe:

5.2.1 Documentație generală

Proiectul tehnic va cuprinde:

- a. Memoriu tehnic general;
- b. Descrierea detaliată a sistemului fotovoltaic;
- c. Schema de funcționare a instalației;
- d. Justificarea soluției tehnice alese (*inclusiv dimensionare și configurație*);
- e. Demonstrarea conformității cu standardele și normele aplicabile (IEC, EN și reglementările locale).

5.2.2 Planuri de amplasare

Proiectul tehnic trebuie să includă cel puțin:

- a. Plan de amplasare a modulelor fotovoltaice;
- b. Plan de amplasare a invertoarelor;
- c. Plan de amplasare a tablourilor electrice;
- d. Plan de amplasare a sistemului BESS (*dacă este implementat*);
- e. Planuri cu traseele cablurilor DC și AC;
- f. Planuri cu traseele de comunicații;
- g. Plan privind accesul pentru mentenanță;
- h. Corelarea amplasării echipamentelor cu zona de protecție a turnului și cu infrastructura existentă.

5.2.2.1 Planurile vor fi livrate în următoarele formate:

- a. Format PDF (*pentru avizare și arhivare*);
- b. Format editabil DWG (*pentru utilizare ulterioară și integrare în documentația tehnică a beneficiarului*).

5.2.3 Scheme electrice

Contractantul va furniza:

- a. Schemă unifilară completă (SLD);
- b. Schemă conexiuni DC;
- c. Schemă conexiuni AC;
- d. Scheme detaliate ale tablourilor electrice;
- e. Schema sistemului de împământare și legare la pământ;
- f. Schema sistemului de monitorizare și comunicații.

5.3 Calculul tehnic obligatoriu

Contractantul EPC are obligația de a prezenta, în cadrul ofertei și ulterior în proiectul tehnic de execuție, următoarele calcule tehnice justificative:

5.3.1 Calculul configurației stringurilor

5.3.1.1 Calculul configurației stringurilor trebuie să demonstreze, în mod explicit, că:

- a. Tensiunea Voc la temperatura minimă de proiectare (-20°C) nu depășește tensiunea maximă DC admisă de inverter;
- b. Tensiunea Vmp în condiții de funcționare se încadrează în intervalul MPPT al inverterului;
- c. Curentul aferent fiecărui MPPT nu depășește limita maximă admisă de producătorul inverterului.

5.3.1.2 Calculul va fi prezentat sub formă tabelară și va include cel puțin următorii parametri: tip modul, număr module/string, Voc_STC, coeficient temperatură, Voc@Tmin, Vmp_STC, interval MPPT inverter, curent maxim MPPT.

5.3.2 Calculul cablurilor DC

5.3.2.1 Contractantul trebuie să prezinte calculul dimensionării cablurilor DC, incluzând:

- a. Determinarea secțiunii cablurilor;
- b. Curentul maxim de funcționare;
- c. Căderea de tensiune pe fiecare tronson.

5.3.2.2 Cerință minimă obligatorie:

- a. Căderea de tensiune pe partea DC $\leq 1.5\%$ pentru fiecare ramură string \rightarrow inverter.

5.3.3 Calculul cablurilor AC

5.3.3.1 Pentru traseul principal dintre tabloul PV-AC-DB și punctul de racord (PoC), contractantul va prezenta:

- a. Calculul detaliat al căderii de tensiune;
- b. Verificarea încălzirii termice a cablurilor (*ținând cont de modul de pozare, temperatură, factori de corecție*);
- c. Verificarea protecției la scurtcircuit și a timpilor de declanșare.

5.3.3.2 Cerințe obligatorii privind căderea de tensiune AC:

- a. Inverter \rightarrow PV-AC-DB: $\leq 1\%$;
- b. PV-AC-DB \rightarrow PoC: $\leq 1\%$.

5.3.4 Calculul protecțiilor electrice

5.3.4.1 Contractantul trebuie să demonstreze, prin calcule și diagrame de selectivitate:

- a. Selectivitatea protecțiilor pe întreg lanțul electric;
- b. Dimensionarea corectă a întrerupătoarelor;
- c. Protecția la supracurent;
- d. Protecția la scurtcircuit, inclusiv verificarea puterii de rupere.

5.3.5 Toate calculele vor fi semnate de proiectantul responsabil și vor constitui parte integrantă a documentației tehnice. Răspunderea pentru corectitudinea dimensionării și a soluției tehnice revine integral contractantului EPC.

5.4 Proiectarea structurii de montaj

5.4.1 Structura de montaj a câmpului fotovoltaic va fi proiectată pe baza următorilor factori:

- a. Încărcările din vânt, conform normativelor aplicabile;

- b. Încărcările din zăpadă, conform zonării climatice;
- c. Caracteristicile geotehnice ale solului din amplasament;
- d. Condițiile reale din teren (*pantă, drenaj, stabilitate*).

5.4.2 Contractantul EPC are obligația de a prezenta:

- a. Calculul static al structurii de susținere (*incluzând combinațiile de încărcări*);
- b. Soluția de fundație propusă (*șuruburi metalice, fundații din beton sau altă soluție justificată tehnic*);
- c. Detalii constructive (*prinderi, ancorări, protecție anticorozivă*);
- d. Planul de montaj al structurii și al modulelor.

5.4.3 Calculul structural va demonstra:

- a. Stabilitatea la răsturnare și alunecare;
- b. Rezistența la smulgere a fundațiilor;
- c. Conformitatea cu normele structurale aplicabile (*EN/Eurocod sau echivalent*).

5.4.4 Responsabilitatea pentru dimensionarea și siguranța structurii revine integral contractantului EPC.

5.5 **Proiectarea sistemului de împământare:**

5.5.1 Contractantul EPC are obligația de a proiecta și dimensiona sistemul de împământare al instalației fotovoltaice, asigurând protecția persoanelor și a echipamentelor.

5.5.2 Sistemul de împământare va acoperi, cel puțin, următoarele elemente:

- a. Structura metalică de susținere;
- b. Ramele modulelor fotovoltaice;
- c. Invertoarele;
- d. Tablourile electrice (*PV-AC-DB și echipamente asociate*).

5.5.3 Contractantul va realiza și prezenta:

- a. Calculul rezistenței prizei de pământ;
- b. Planul rețelei de împământare (*inclusiv conductoare PE, bare de echipotențializare și puncte de legătură*);
- c. Integrarea sistemului nou proiectat cu sistemul de împământare existent al obiectivului.

5.5.4 Dimensionarea sistemului se va face în conformitate cu normele și standardele aplicabile, ținând cont de condițiile reale din teren și de coordonarea cu protecțiile la supratensiuni (*SPD*);

5.5.5 **Cerință la recepție**

La finalizarea lucrărilor, contractantul va prezenta:

- a. Buletinul de măsurare a prizei de pământ, emis în urma măsurărilor efectuate conform normativelor în vigoare;
- b. Schema „as-built” a sistemului de împământare.

5.5.6 Responsabilitatea pentru corectitudinea dimensionării și eficiența sistemului de împământare revine integral contractantului EPC.

5.6 Protecția la supratensiuni și trăsnet:

5.6.1 Contractantul EPC are obligația de a proiecta și implementa sistemele de protecție la supratensiuni și de a asigura integrarea corespunzătoare cu instalația existentă de protecție la trăsnet a obiectivului;

5.6.2 Se vor prevedea, în mod obligatoriu:

- a. SPD DC tip II pe partea de curent continuu (*integrat în invertor sau montat în cutii DC dedicate*);
- b. SPD AC tip II pe partea de curent alternativ (*în tabloul PV-AC-DB*);
- c. Coordonarea protecțiilor la supratensiuni cu sistemul de paratrăsnet existent și cu sistemul de împământare al obiectivului.

5.6.3 Contractantul va realiza analiza de risc la trăsnet și la supratensiuni, conform normativelor aplicabile;

5.6.4 În cazul în care analiza de risc indică necesitatea unor măsuri suplimentare, contractantul va propune și justifica tehnic:

- a. Instalarea unei protecții suplimentare la trăsnet (*extindere/adecvare LPS*);
- b. Montarea unor SPD suplimentare (*ex. la PoC sau în alte puncte sensibile ale instalației*).

5.6.5 Responsabilitatea pentru dimensionarea și coordonarea protecțiilor revine integral contractantului EPC.

5.7 Integrarea SCADA:

5.7.1 Contractantul EPC are obligația de a livra și pune în funcțiune un sistem de monitorizare complet funcțional, integrat cu instalația fotovoltaică;

5.7.2 Cerințe minime obligatorii:

- a. Monitorizarea producției de energie;
- b. Monitorizarea parametrilor de funcționare ai invertoarelor;
- c. Sistem de alarmare pentru evenimente și defecțiuni;
- d. Acces remote securizat.

5.7.3 Sistemul de monitorizare trebuie să permită:

- a. Exportul datelor (*format standardizat, ex. CSV, API sau Modbus*);
- b. Acces administrativ pentru beneficiar (*drepturi complete de configurare și vizualizare*);
- c. Integrarea cu sistemele IT și cu Centrul de monitorizare al Î.S. „Radiocomunicații”.

5.7.4 Condițiile tehnice detaliate privind integrarea (*adrese IP, VLAN, porturi, cerințe de securitate cibernetică, protocoale acceptate etc.*) vor fi comunicate ofertantului/contractantului în etapa de proiectare;

5.7.5 Contractantul este responsabil pentru asigurarea compatibilității soluției propuse cu infrastructura IT existentă, precum și pentru funcționarea corectă a sistemului de monitorizare la momentul recepției finale.

5.8 Teste și punere în funcțiune:

5.8.1 Anterior recepției finale, contractantul EPC are obligația de a efectua testele și verificările necesare pentru confirmarea funcționării corecte și sigure a instalației fotovoltaice;

5.8.2 Se vor efectua, cel puțin, următoarele teste:

- a. Test de izolație a cablurilor (*DC și AC*);

- b. Test de continuitate a conductoarelor de protecție și a sistemului de împământare;
- c. Test de funcționare a invertoarelor (*inclusiv verificarea parametrilor principali și a limitărilor impuse*);
- d. Verificarea funcționării sistemului de monitorizare (SCADA);
- e. Verificarea funcționării protecțiilor electrice (*declanșare, selectivitate, SPD – unde este aplicabil*).

5.8.3 Toate rezultatele testelor vor fi consemnate și prezentate beneficiarului în cadrul:

- a. Raportului de testare și punere în funcțiune, care va face parte din documentația de recepție.

5.8.4 Raportul va include valorile măsurate, echipamentele utilizate pentru testare, data efectuării testelor și semnătura responsabilului tehnic al contractantului.

5.9 Documentația „As-Built”:

5.9.1 La finalizarea lucrărilor, contractantul EPC are obligația de a furniza beneficiarului setul complet de documente tehnice finale („As-Built”), care reflectă situația reală a construcțiilor și instalațiilor executate, inclusiv toate modificările intervenite față de proiectul tehnic inițial;

5.9.2 Documentația „As-Built” va include, cel puțin:

- a. Planuri de amplasare „as-built”;
- b. Scheme electrice finale (*SLD, DC, AC, împământare*);
- c. Configurația finală a sistemului de monitorizare (*parametri principali, setări inverter/EMS*);
- d. Lista echipamentelor instalate (*BOM final*), cu seriile echipamentelor;
- e. Manual de operare al instalației;
- f. Plan de mentenanță preventivă și recomandări de exploatare.

5.9.3 Documentația va fi transmisă în format electronic (*PDF + format editabil, unde este aplicabil*) și va constitui parte integrantă a dosarului tehnic al obiectivului;

5.9.4 Recepția finală nu va putea fi considerată încheiată fără predarea integrală a documentației „As-Built” complete și conforme.

5.10 Transfer operațional:

5.10.1 În cadrul finalizării proiectului, contractantul EPC are obligația de a asigura transferul operațional complet al instalației către beneficiar;

5.10.2 În acest sens, contractantul va asigura:

- a. Instruirea personalului desemnat de beneficiar privind exploatarea și mentenanța sistemului fotovoltaic;
- b. Predarea tuturor datelor de acces (*parole, conturi administrative, drepturi de configurare*) aferente sistemului SCADA și echipamentelor inteligente;
- c. Predarea documentației tehnice complete a sistemului, inclusiv manuale, scheme, planuri „as-built” și proceduri de operare.

5.10.3 Instruirea va fi documentată prin proces-verbal de instruire, semnat de părți, și va acoperi atât operarea curentă, cât și gestionarea situațiilor de alarmă și intervenție.

5.10.4 Transferul operațional va fi considerat finalizat doar după predarea integrală a documentației și a drepturilor de acces către beneficiar.

6. Cerințe de performanță energetică și producție garantată:

6.1 Principii generale privind performanța energetică:

6.1.1 Centrala fotovoltaică va fi proiectată și implementată astfel încât să asigure o producție energetică optimă pentru condițiile climatice specifice amplasamentului din or. Edineț, Republica Moldova;

6.1.2 Contractantul EPC are obligația de a demonstra, prin calcule și simulări specializate (*software recunoscut în industrie*), performanța energetică a sistemului propus;

6.1.3 Analiza de performanță va avea la bază date climatice relevante pentru locație (*iradiere solară, temperatură, pierderi climatice*) și va include ipotezele utilizate în modele;

6.1.4 Evaluarea performanței energetice se va realiza pe baza următoarelor criterii:

- a. Producția anuală estimată de energie (*kWh/an*);
- b. Randamentul global al sistemului (*inclusiv Performance Ratio – PR*);
- c. Identificarea și cuantificarea pierderilor tehnologice (*pierderi DC, AC, temperatură, cabluri, mismatch, umbrire etc.*);
- d. Disponibilitatea instalației și nivelul estimat de funcționare în regim nominal.

6.1.5 Raportul de simulare va fi anexat ofertei și va include: parametrii de intrare, configurația sistemului, ipotezele utilizate și rezultatele detaliate ale simulării.

6.2 Modelarea producției energetice

6.2.1 Contractantul EPC are obligația de a prezenta o simulare detaliată a producției energetice a sistemului fotovoltaic propus, utilizând software specializat recunoscut în industrie, cum ar fi:

- a. PVsyst;
- b. Helioscope;
- c. PV*Sol;
- d. Sau alt software echivalent, acceptat în practica tehnică internațională.

6.2.2 Simularea va fi realizată pe baza unor date climatice provenite din baze de date recunoscute, precum:

- a. PVGIS;
- b. Meteonorm;
- c. Solargis;
- d. Sau alte surse validate științific.

6.2.3 Modelarea trebuie să reflecte configurația tehnică reală a sistemului propus (*număr module, tip invertor, orientare, înclinare, pierderi cabluri, temperatură, pierderi sistem etc.*).

6.2.4 Raportul de simulare va include cel puțin:

- a. Producția anuală estimată de energie (*kWh/an*);
- b. Producția lunară estimată (*kWh/lună*);
- c. Factorul de performanță (*Performance Ratio – PR*);
- d. Analiza detaliată a pierderilor sistemului (*pierderi DC, AC, temperatură, cabluri, mismatch, umbrire, degradare etc.*).

6.2.5 Raportul de simulare va fi anexat ofertei și va conține parametrii de intrare utilizați, versiunea software-ului, baza de date climatică selectată și ipotezele de calcul;

6.2.6 Responsabilitatea pentru corectitudinea modelării și pentru coerența datelor introduse revine integral contractantului EPC.

6.3 Productia anuală estimată:

6.3.1 Estimarea producției energetice are la bază datele climatice aferente coordonatelor amplasamentului: **48.18253 N, 27.29990 E (or. Edineț, Republica Moldova)**;

6.3.2 Pe baza bazelor de date climatice recunoscute și a studiului preliminar realizat, producția specifică estimată pentru locație este în intervalul: **1150 – 1250 kWh/kWp/an**;

6.3.3 Pentru o centrală fotovoltaică cu o putere instalată de aproximativ **50kWp**, rezultă o producție anuală estimată în intervalul: **55 000 – 63 000kWh/an**;

6.3.4 Valoarea de referință utilizată în cadrul evaluării ofertelor este: **≈ 60 000kWh/an**;

6.3.5 Această estimare are caracter orientativ și poate varia în funcție de:

- a. Tehnologia modulelor și a invertoarelor propuse;
- b. Raportul DC/AC;
- c. Pierderile tehnologice;
- d. Soluția de montaj și condițiile reale din teren.

6.3.6 Valoarea finală a producției estimate va fi fundamentată prin simularea energetică prezentată de contractant, conform cerințelor de la **pct. 6.2**.

6.4 Factorul de performanță (Performance Ratio – PR):

6.4.1 Contractantul EPC are obligația de a proiecta sistemul fotovoltaic astfel încât să asigure un **Performance Ratio (PR) minim de 80%**, calculat în condiții standard de operare și conform practicilor internaționale aplicabile sistemelor fotovoltaice;

6.4.2 Factorul de performanță va fi determinat în conformitate cu standardele relevante (*ex. IEC 61724 sau echivalent*) și va reflecta performanța globală a sistemului raportată la energia teoretică disponibilă la nivelul iradierii incidente;

6.4.3 Calculul PR va include, cel puțin, pierderile generate de:

- a. Efectele de temperatură asupra modulelor;
- b. Pierderile în cablurile DC și AC;
- c. Randamentul invertoarelor;
- d. Nealinieria sau neuniformitatea modulelor (*mismatch*);
- e. Alte pierderi de sistem (*soiling, degradare inițială, indisponibilitate, umbrire etc.*).

6.4.4 Contractantul va prezenta în ofertă:

- a. Bugetul detaliat al pierderilor sistemului (*loss diagram*);
- b. Metodologia de calcul utilizată;
- c. Valorile procentuale atribuite fiecărei categorii de pierdere.

6.4.5 Responsabilitatea pentru atingerea valorii minime de PR declarate revine integral contractantului EPC.

6.5 Pierderi tehnologice acceptate:

6.5.1 Pierderile totale ale sistemului fotovoltaic trebuie să se încadreze în intervalul **14% – 18%**, raportat la energia teoretică disponibilă la nivelul iradierii incidente;

6.5.2 Structura tipică a pierderilor (*pierderi temperatură, cabluri DC/AC, invertor, mismatch, soiling, indisponibilitate etc.*) este prezentată în Tabelul nr. 10;

6.5.3 Contractantul EPC va prezenta, în ofertă, bugetul detaliat al pierderilor (*loss breakdown*) și va justifica valorile asumate pentru fiecare categorie, pe baza simulării energetice;

6.5.4 Depășirea intervalului indicat va trebui fundamentată tehnic și justificată prin condițiile specifice ale soluției propuse.

Tabelul nr. 10

Structura tipică a pierderilor

Tip pierdere	Interval tipic
Pierderi temperatură	6 – 8%
Pierderi invertoare	1 – 2%
Pierderi cabluri	1 – 2%
Pierderi mismatch module	1 – 2%
Pierderi murdărie	1 – 3%
Pierderi alte componente	1 – 2%

6.5.5 Contractantul are obligația de a prezenta diagrama completă a pierderilor sistemului (*loss diagram*), care va evidenția în mod detaliat toate categoriile de pierderi tehnologice și impactul procentual al fiecăreia asupra producției energetice estimate.

6.6 Disponibilitatea sistemului:

6.6.1 Centrala fotovoltaică va fi proiectată astfel încât să asigure o **disponibilitate operațională minimă de 98%**;

6.6.2 Prin disponibilitate operațională se înțelege procentul de timp în care sistemul este apt să producă energie electrică în condiții normale de iradiere solară și funcționare a rețelei;

6.6.3 În calculul disponibilității nu se includ:

- a. Opririle generate de indisponibilitatea sau limitările impuse de rețeaua electrică;
- b. Evenimentele de forță majoră;
- c. Condițiile meteorologice extreme sau alte situații independente de voința contractantului.

6.6.4 Contractantul va descrie în ofertă metodologia de calcul a disponibilității și modul de monitorizare a acesteia prin sistemul SCADA.

6.7 Degradarea modulelor fotovoltaice

6.7.1 Modulele fotovoltaice oferite trebuie să respecte următoarele limite maxime de degradare a puterii:

- a. Degradare în primul an: $\leq 2\%$ față de puterea nominală;
- b. Degradare anuală ulterioară: $\leq 0.55\%/an$.

6.7.2 În baza acestor parametri, producția minimă garantată a modulului trebuie să fie de **cel puțin 84.8% din puterea nominală după 30 de ani de exploatare**, conform garanției de performanță a producătorului;

6.7.3 Contractantul va prezenta în ofertă:

- a. Fișa tehnică oficială a modului;
- b. Certificatul de garanție de performanță emis de producător;
- c. curba de degradare garantată (*linear performance warranty*).

6.7.4 Responsabilitatea pentru conformitatea modulelor cu aceste cerințe revine integral contractantului EPC.

6.8 Teste de performanță la punerea în funcțiune:

6.8.1 La punerea în funcțiune a centralei fotovoltaice, contractantul EPC are obligația de a efectua verificările necesare pentru confirmarea performanței inițiale a sistemului;

6.8.2 Se vor realiza, cel puțin, următoarele verificări:

- a. Verificarea funcționării fiecărui string (*tensiune, curent, polaritate*);
- b. Verificarea producției și parametrilor de funcționare ai invertoarelor;
- c. Verificarea funcționării sistemului SCADA și a transmiterii datelor;
- d. verificarea corectitudinii contorizării energiei produse.

6.8.3 În urma testelor se va întocmi un raport de performanță inițială, care va include cel puțin:

- a. Puterea instantanee produsă la momentul testului;
- b. Iradierea solară măsurată în momentul efectuării testului;
- c. Temperatura modulelor fotovoltaice;
- d. Randamentul invertoarelor în condițiile de testare.

6.8.4 Raportul va fi semnat de reprezentantul contractantului și va constitui parte integrantă a documentației de recepție.

6.9 Monitorizarea performanței:

6.9.1 Sistemul de monitorizare trebuie să permită urmărirea în timp real a performanței centralei fotovoltaice și a stării operaționale a echipamentelor;

6.9.2 Se vor monitoriza, cel puțin, următorii parametri:

- a. Producția totală de energie;
- b. Producția individuală pe fiecare inverter;
- c. Parametri electrici principali (*tensiuni, curenți, putere activă/reactivă, frecvență*);
- d. Starea de funcționare a sistemului;
- e. Alarmer și evenimente.

6.9.3 Beneficiarul trebuie să aibă acces permanent la:

- a. Date istorice (*minim la nivel zilnic, lunar și anual*);
- b. Grafice de producție și performanță;
- c. Posibilitatea de export a datelor în format standard (*ex. CSV, Excel, API*).

6.9.4 Datele trebuie să fie stocate și accesibile într-un mod securizat, iar sistemul de monitorizare trebuie să permită integrarea cu infrastructura IT a beneficiarului.

6.10 Analiza performanței pe termen lung:

6.10.1 Sistemul SCADA trebuie să permită efectuarea analizelor de performanță pe termen scurt și lung, în vederea evaluării funcționării și eficienței centralei fotovoltaice;

6.10.2 Sistemul va asigura, cel puțin, următoarele funcționalități:

- a. Analiza producției zilnice;
- b. Analiza producției lunare;
- c. Analiza producției anuale;

- d. Comparația între producția estimată (*conform simulării*) și producția reală înregistrată;
- e. Identificarea și evidențierea eventualelor pierderi de performanță sau abateri față de parametrii proiectați.

6.10.3 Sistemul trebuie să permită generarea de rapoarte automate și exportul datelor pentru analize suplimentare efectuate de beneficiar.

6.11 Indicatori de performanță (KPI):

6.11.1 Pentru evaluarea performanței centralei fotovoltaice vor fi utilizați, cel puțin, indicatorii de performanță (KPI) descriși în Tabelul nr. 11;

6.11.2 Indicatorii vor sta la baza monitorizării tehnice a instalației, a analizei performanței energetice și, după caz, a verificării îndeplinirii parametrilor garantați de contractantul EPC;

6.11.3 Metodologia de calcul și interpretare a fiecărui KPI va fi definită în documentația tehnică și va fi corelată cu datele furnizate de sistemul SCADA.

Tabelul nr. 11

Indicatori KPI

Indicator	Valoare țintă
Producție anuală	$\geq 55\ 000\text{kWh}$
Producție specifică	$\geq 1100\text{kWh/kWp}$
Performance Ratio	$\geq 80\%$
Disponibilitate sistem	$\geq 98\%$

6.12 Scopul cerințelor de performanță

6.12.1 Cerințele de performanță stabilite în prezentul capitol au următoarele obiective:

- Asigurarea funcționării eficiente și stabile a centralei fotovoltaice în condiții reale de exploatare;
- Permiterea monitorizării continue și evaluării performanței sistemului pe durata ciclului de viață;
- Furnizarea unei baze tehnice fundamentate pentru replicarea și extinderea soluției în alte locații ale I.S. „Radiocomunicații”.

6.12.2 Aceste cerințe constituie cadrul minim pentru proiectare, implementare și verificare a performanței sistemului fotovoltaic și vor fi utilizate ca referință în procesul de evaluare și recepție a lucrărilor.

7. Cerințe de operare și mentenanță (O&M):

7.1 Principii generale privind operarea și mentenanța (O&M):

7.1.1 După punerea în funcțiune a centralei fotovoltaice, contractantul EPC va asigura suportul tehnic necesar pentru operarea și mentenanța instalației, conform prevederilor contractuale.

7.1.2 Scopul activităților de operare și mentenanță (O&M) este:

- Asigurarea funcționării continue și sigure a sistemului;
- Mentținerea performanței energetice la parametrii proiectați;
- Prevenirea apariției defectelor și reducerea riscului de indisponibilitate;

d. Prelungirea duratei de viață a echipamentelor și a componentelor instalației.

7.1.3 Activitățile O&M vor fi realizate în conformitate cu:

- a. Recomandările și manualele producătorilor echipamentelor;
- b. Standardele și normele tehnice aplicabile;
- c. Bunele practici din industria fotovoltaică.

7.1.4 Responsabilitățile și frecvența activităților O&M vor fi detaliate în planul de mentenanță prezentat de contractant și aprobat de beneficiar.

7.2 Perioada de mentenanță

7.2.1 Contractantul EPC are obligația de a asigura:

- a. Suport tehnic pe întreaga perioadă de garanție a instalației;
- b. Mentenanță preventivă pentru o perioadă minimă de 12 luni de la data punerii în funcțiune.

7.2.2 Mentenanța preventivă va include cel puțin verificările periodice, inspecțiile vizuale, testele funcționale și intervențiile necesare pentru menținerea parametrilor de performanță ai sistemului;

7.2.3 Ofertanții pot propune, în mod opțional:

- a. Un contract de mentenanță extinsă pentru o perioadă de 3 – 5 ani, cu descrierea detaliată a serviciilor incluse, frecvenței intervențiilor și condițiilor financiare.

7.3 Activități de mentenanță preventive:

7.3.1 Contractantul EPC are obligația de a efectua cel puțin două inspecții preventive pe an, pe perioada minimă de mentenanță prevăzută contractual;

7.3.2 Activitățile de mentenanță preventivă vor include, cel puțin, următoarele operațiuni:

7.3.2.1 Inspecție vizuală (se va verifica):

- a. Integritatea modulelor fotovoltaice (*fisuri, delaminări, deteriorări mecanice*);
- b. Starea structurii de montaj (*fixări, coroziune, stabilitate*);
- c. Integritatea cablurilor și a conectorilor (*DC și AC*);
- d. Starea tablourilor electrice;
- e. Funcționarea echipamentelor de monitorizare.

7.3.2.2 Verificarea conexiunilor electrice (se va verifica):

- a. Starea și strângerea conexiunilor DC;
- b. Starea și strângerea conexiunilor AC;
- c. Terminalele din tablourile electrice;
- d. Continuitatea și integritatea sistemului de împământare.

7.3.2.3 Verificarea invertoarelor (se va verifica):

- a. Parametrii de funcționare ai invertoarelor;
- b. Temperatura echipamentelor;
- c. Istoricul și mesajele de alarmă;
- d. Actualizările de firmware (*dacă este cazul și conform recomandărilor producătorului*).

7.3.2.4 Verificarea sistemului de monitorizare (se va verifica):

- a. Comunicația dintre invertoare și sistemul SCADA;
- b. Funcționarea accesului remote;
- c. Corectitudinea și coerența datelor de producție înregistrate.

7.3.3 Pentru fiecare inspecție preventivă se va întocmi un raport de mentenanță, care va include constatările, eventualele neconformități și măsurile corective propuse.

7.4 Curățarea modulelor fotovoltaice:

7.4.1 Curățarea modulelor fotovoltaice se va efectua în funcție de condițiile locale de exploatare (*nivel de praf, poluare, depuneri organice etc.*), astfel încât să fie menținută performanța energetică a sistemului;

7.4.2 Frecvența orientativă recomandată: **1 – 2 curățări pe an;**

7.4.3 Operațiunea de curățare se va realiza:

a. Utilizând apă (*preferabil demineralizată sau cu conținut redus de săruri, dacă este cazul*);

b. Fără utilizarea substanțelor abrazive sau a detergenților agresivi;

c. Fără echipamente sau unelte care pot deteriora sticla sau suprafața modulelor.

7.4.4 Curățarea se va efectua în condiții de siguranță, cu respectarea normelor de protecție a muncii și a recomandărilor producătorului modulelor.

7.5 Monitorizarea sistemului

7.5.1 Sistemul de monitorizare va fi utilizat pentru:

a. Urmărirea continuă a producției energetice;

b. Identificarea rapidă a defectelor și a abaterilor de la parametrii nominali;

c. Analiza performanței sistemului în timp.

7.5.2 Beneficiarul va avea acces permanent și securizat la următoarele informații:

a. Producția zilnică de energie;

b. Producția lunară;

c. Producția anuală;

d. Alarmerile sistemului și istoricul evenimentelor.

7.5.3 Datele trebuie să fie disponibile în timp real și arhivate pentru analize ulterioare, iar accesul să fie asigurat atât local, cât și remote, conform cerințelor de integrare IT.

7.6 Intervenții corective:

7.6.1 În cazul apariției unor defecte sau disfuncționalități ale instalației fotovoltaice, contractantul EPC are obligația de a asigura suport tehnic pentru identificarea și remedierea acestora;

7.6.2 Timpul maxim de răspuns pentru intervenție este: **48 de ore** de la notificarea transmisă de beneficiar;

7.6.3 În situații critice care afectează producția de energie sau siguranța instalației, contractantul va asigura intervenția în termen de: **24 de ore** de la notificare;

7.6.4 Termenele de intervenție vor fi detaliate în oferta tehnică și în contract, iar intervențiile efectuate vor fi documentate prin raport de intervenție.

7.7 Piese de schimb:

7.7.1 Contractantul EPC are obligația de a asigura disponibilitatea pieselor de schimb necesare pentru menținerea funcționării continue a echipamentelor instalate, pe perioada de garanție și conform condițiilor contractuale;

7.7.2 Piesele de schimb critice includ, cel puțin:

a. Componente interne ale invertoarelor;

b. Echipamente și dispozitive de protecție electrică (*MCB, MCCB, SPD, siguranțe etc.*);

c. Componente ale sistemului de monitorizare și comunicații.

7.7.3 Contractantul va preciza în ofertă:

a. Lista pieselor considerate critice;

b. Termenul estimat de livrare pentru fiecare categorie;

c. Modalitatea de asigurare a disponibilității (*stoc local, distribuitor autorizat, producător*).

7.7.4 Disponibilitatea pieselor critice va fi corelată cu termenele de intervenție prevăzute la **pct. 7.6**.

7.8 Raport de mentenanță:

7.8.1 După fiecare intervenție corectivă sau inspecție preventivă, contractantul EPC are obligația de a furniza beneficiarului un raport de mentenanță;

7.8.2 Raportul de mentenanță va include, cel puțin:

a. Descrierea activităților realizate;

b. Eventualele defecte sau neconformități identificate;

c. Măsurile corective aplicate (*dacă este cazul*);

d. Recomandări pentru operare și prevenirea unor situații similare;

e. Fotografii relevante care documentează starea instalației sau lucrările efectuate (*după caz*).

7.8.3 Raportul va fi transmis în format electronic și va constitui parte integrantă a dosarului tehnic de exploatare al centralei fotovoltaice.

7.9 Instruirea personalului beneficiarului:

7.9.1 Contractantul EPC are obligația de a organiza cel puțin o sesiune de instruire pentru personalul desemnat de beneficiar, în vederea asigurării exploatării corecte și sigure a centralei fotovoltaice;

7.9.2 Instruirea va include, cel puțin, următoarele teme:

a. Principiile de funcționare ale centralei fotovoltaice;

b. Utilizarea și configurarea de bază a sistemului de monitorizare;

c. Interpretarea alarmelor și a mesajelor de sistem;

d. proceduri operaționale de bază pentru exploatare și intervenție.

7.9.3 Sesiunea de instruire va fi documentată prin proces-verbal de instruire, semnat de părți, și va fi însoțită de materiale suport (*prezentare, manuale, ghid de operare*).

7.10 Documentația de operare:

7.10.1 La finalizarea proiectului și anterior recepției finale, contractantul EPC are obligația de a furniza beneficiarului documentația completă de operare a centralei fotovoltaice;

7.10.2 Documentația va include, cel puțin:

a. Manualul de operare al centralei (*descriere sistem, moduri de funcționare, parametri principali*);

b. Ghidul de mentenanță (*activități preventive, frecvență, recomandări producători*);

c. Proceduri de intervenție în caz de alarmă sau defect;

d. Datele de contact pentru suport tehnic (*producători, distribuitori, service autorizat*).

e. Documentația va fi transmisă în format electronic (*PDF*) și va face parte din dosarul tehnic final al instalației.

7.11 Durata de viață a sistemului:

7.11.1 Centrala fotovoltaică va fi proiectată și implementată astfel încât să asigure o durată de viață minimă estimată de **25 – 30 de ani**, în condiții normale de exploatare și mentenanță;

7.11.2 Durata de viață estimată a componentelor principale (*module fotovoltaice, invertoare, structură de montaj, cabluri, echipamente electrice etc.*) este prezentată orientativ în Tabelul nr. 12;

7.11.3 Contractantul EPC va demonstra, prin fișele tehnice și garanțiile producătorilor, conformitatea echipamentelor propuse cu durata de viață estimate;

7.11.4 Proiectarea sistemului va avea în vedere:

- a. Protecția anticorozivă adecvată;
- b. Condițiile climatice locale;
- c. Posibilitatea înlocuirii componentelor cu durată de viață mai redusă (*ex. invertoare*) fără afectarea structurii generale a sistemului.

Tabelul nr. 12

Durata de viață pentru componente principale

Componentă	Durată estimată
Module fotovoltaice	30 ani
Structuri montaj	25 – 30 ani
Invertoare	10 – 15 ani
Cabluri	25 ani

7.12 Obiectivul mentenanței:

7.12.1 Activitățile de operare și mentenanță (*O&M*) au ca obiectiv asigurarea funcționării eficiente, sigure și durabile a centralei fotovoltaice;

7.12.2 Prin implementarea corespunzătoare a activităților *O&M* se urmărește:

- a. Menținerea producției energetice la parametrii proiectați;
- b. Funcționarea sigură a instalației și reducerea riscurilor tehnice;
- c. Protecția echipamentelor împotriva deteriorării premature;
- d. Maximizarea duratei de viață a sistemului.

7.12.3 Activitățile de mentenanță vor fi realizate astfel încât să contribuie la menținerea indicatorilor de performanță stabiliți în capitolul privind performanța energetică.

Capitolul III. Evaluarea ofertelor:

1. Principii generale de evaluare:

1.1 Evaluarea ofertelor depuse în cadrul procedurii de achiziție pentru realizarea sistemului fotovoltaic pilot de 50kW se va efectua pe baza criteriului de atribuire „**cel mai bun raport calitate-preț**”, prin aplicarea unei matrice de punctaj ponderat, conform prevederilor prezentului capitol;

1.2 Punctele 5.5–5.10 (din Capitolul I) stabilesc cerințele tehnice generale aplicabile componentelor sistemului. Cerințele tehnice minime obligatorii, a căror îndeplinire condiționează admisibilitatea ofertei, sunt prevăzute în **Anexa nr. 2 – Specificații tehnice minime;**

1.3 Nerespectarea uneia sau mai multor cerințe minime prevăzute în Anexa nr. 2 atrage respingerea ofertei ca neconformă, fără a mai fi supusă evaluării comparative;

1.4 Oferta declarată câștigătoare va fi cea care obține punctajul total maxim rezultat din evaluarea cumulativă a criteriilor tehnice, economice și operaționale.

2. Etapele procesului de evaluare:

2.1 Procesul de evaluare se va desfășura în două etape distincte:

a. Verificarea conformității administrative și tehnice (*îndeplinirea cerințelor minime obligatorii*);

b. Evaluarea comparativă a ofertelor admisibile, prin aplicarea matricei de punctaj stabilite.

2.2 Ofertanții care nu îndeplinesc cerințele minime obligatorii vor fi descalificați înainte de aplicarea punctajului comparativ.

3. Structura matricei de evaluare:

Tabelul nr. 13

Matricea de evaluare

Nr.	Criteriu evaluare	Pondere	Modalitate evaluare
1	Criterii tehnice		
1.1	Performanță tehnică module	15%	Evaluare tehnică
1.2	Calitatea echipamentelor	15%	Verificarea certificărilor și a documentelor tehnice obligatorii
1.3	Garanții oferite	10%	Ani garanție
1.4	Sistem de monitorizare	5%	Evaluare tehnică
Total tehnic:		45%	
2	Criterii financiare		
2.1	Preț total ofertă (CAPEX)	30%	Formula comparativă
2.2	Preț suport (O&M)	5%	Formula comparativă
Total financiar:		35%	
3	Criterii operaționale		
3.1	Service local	10%	Disponibilitate
3.2	Termen de livrare	5%	Numărul de zile indicat în ofertă
3.3	Experiența proiecte similare	5%	Dovezi implementare proiecte similare
Total operațional:		20%	
Total ofertă:		100%	

Notă:

În vederea evaluării ofertelor, se aplică o matrice de punctaj ponderat, în cadrul căreia scorul total maxim este de **100 de puncte**. Structura evaluării este repartizată după cum urmează: **45%** pentru criteriile tehnice, **35%** pentru criteriile financiare și **20%** pentru criteriile operaționale. Fiecărei ponderi procentuale îi corespunde un punctaj maxim echivalent, iar scorul final al ofertei rezultă din totalizarea punctajelor acordate conform criteriilor stabilite.

Criterii tehnice (45%)

Acoperă calitatea și performanța sistemului:

- **Performanță tehnică module (15%):** Evaluare bazată pe eficiență, reducere pierderi shading, flexibilitate layout, etc.;
- **Calitatea echipamentelor (15%):** evaluare pe baza certificărilor, fișelor tehnice și documentelor de conformitate prezentate;
- **Garantii oferite (10%):** Scor proporțional cu ani de garanție (*ex: 25+ ani panouri*);
- **Sistem monitorizare (5%):** Evaluare tehnică a funcționalității (*ex: acces remote, alarme*).

Criterii financiare (35%)

- **Pret total ofertă (CAPEX, 30%):** Formula comparativă normalizează prețul la kWp instalat, favorizând raportul calitate-preț;
- **Pret O&M (OPEX, 5%):** Formula comparativă normalizează prețul suportului anual la kWp instalat. Ofertanții pot indica opțional condițiile de suport post-garanție, distinct de oferta de bază.

Criterii operaționale (20%)

- **Service local (10%):** Disponibilitate în Chișinău/Moldova (*reparații <48h*);
- **Termen livrare (5%):** Zile până la instalare (*conform cerințelor caietului = scor maxim*);
- **Experiență proiecte similare (5%):** dovezi privind proiecte similare implementate, confirmate prin procese-verbale, referințe sau documente echivalente.

3.1 Criterii tehnice

3.1.1 Evaluarea performanței tehnice (*se vor evalua următorii parametri*):

Tabelul nr. 14

Parametru	Punctaj maxim
Eficiență module fotovoltaice	8
Eficiență invertor	7
Sistem monitorizare SCADA	4
Integrare BESS (<i>opțional</i>)	1
Total: 20 puncte	

3.1.2 Evaluarea calității echipamentelor (*se va analiza proveniența și certificarea echipamentelor*):

Tabelul nr. 15

Criteriau	Puncte
Istoric de producție și prezentarea dovezilor de proiecte implementate în regiune	5
Certificări IEC complete	5
Compatibilitate grid-code UE	5
Total: 15 puncte	

3.1.3 Evaluarea garanțiilor:

Tabelul nr. 16

Tip garanție	Punctaj
Garanție produs module ≥ 12 ani	3
Garanție performanță ≥ 25 ani	3
Garanție invertor ≥ 10 ani	2
Garanție structură ≥ 10 ani	2
Total: 10 puncte	

Total tehnic, maximum: 45 puncte

3.2 Criterii financiare

3.2.1 Preț total ofertă (include):

- a. Proiectare;
- b. Echipamente;
- c. Instalare;
- d. Punere în funcțiune;
- e. Integrare SCADA;
- f. Documentație tehnică.

Formula de calcul:

$$\text{Punctaj} = (\text{Preț}_{\text{minim}} / \text{Preț}_{\text{oferta}}) \times 30$$

unde:

- $\text{Preț}_{\text{minim}}$ = Cea mai mică ofertă financiară validă depusă (nu neapărat cea câștigătoare overall);
- $\text{Preț}_{\text{oferta}}$ = Ofertantul cu prețul minim primește maximum de 30 puncte; celelalte oferte primesc proporțional (ex: dacă $\text{Preț}_{\text{minim}} = 100\text{k€}$ și $\text{Preț}_{\text{oferta}} = 110\text{k€}$, $\text{punctaj} = (100/110) \times 30 \approx 27.3$ puncte).

Total preț ofertă, maximum: **30 puncte**

3.2.2 Preț suport (O&M) include:

- a. Suport anual post garanție.

Formula de calcul:

$$\text{Punctaj} = (\text{Preț}_{\text{minim}} / \text{Preț}_{\text{oferta}}) \times 5$$

Total preț O&M, maximum: **5 puncte**

Total financiar, maximum: 35 puncte

3.3 Criterii operationale

3.3.1 Evaluarea suportului tehnic:

Tabelul nr. 17

Criteriu	Puncte
Service local în Republica Moldova	3
Timp intervenție < 48h	3
Disponibilitate piese de schimb	4
Total: 10 puncte	

3.3.2 Evaluarea termenului de livrare:

Formula de calcul:

$$\text{Punctaj} = (\text{Termen}_{\text{minim}} / \text{Termen}_{\text{oferta}}) \times 5$$

unde:

- $\text{Termen}_{\text{min}}$ = Cel mai redus termen din ofertele financiare valide depuse (*nu neapărat cea câștigătoare overall*);
- $\text{Termen}_{\text{ofertă}}$ = Ofertantul cu termen minim primește maximul de 5 puncte;

Total: **5 puncte**

3.3.3 Evaluarea experienței ofertantului:

a. Experiența ofertantului se va evalua pe baza proiectelor similare implementate, confirmate prin procese-verbale, referințe sau documente echivalente.

Tabelul nr. 18

Experiență	Puncte
≥1MW instalați	5
>100kW	4
> 50kW	2
<50kW	1
Total: 5 puncte	

Total operational, maximum: 20 puncte

3.4 Model de tabel pentru evaluarea ofertelor

Tabelul nr. 19

Ofertant	Tehnic (45p)	Financiar (35p)	Operațional (20p)	Total
Ofertant 1				
Ofertant 2				
...				
Ofertant N				

3.5 Reguli de departajare:

3.5.1 Ponderile procentuale indicate în matricea de evaluare se convertesc în punctajul maxim echivalent, astfel încât punctajul total maxim acordabil este de **100 de puncte**;

3.5.2 În situația în care două sau mai multe oferte admisibile obțin același punctaj total, departajarea acestora se va realiza prin aplicarea succesivă a următoarelor criterii, în ordinea de mai jos:

- a. Oferta care prezintă eficiența tehnică superioară a sistemului propus;
- b. Oferta care prevede o perioadă de garanție mai mare;
- c. Oferta care prevede termenul de livrare și implementare mai scurt.

3.5.3 În cazul în care egalitatea persistă și după aplicarea criteriilor de mai sus, entitatea contractantă va aplica regula suplimentară de departajare prevăzută în documentația de atribuire sau va solicita clarificări, în condițiile legislației aplicabile.

3.6 Documente obligatorii ale ofertantului

3.6.1 În vederea demonstrării conformității ofertei cu cerințele documentației de atribuire, ofertanții vor prezenta, cel puțin, următoarele documente:

- a. Fișele tehnice ale modulelor fotovoltaice oferite;
- b. Fișele tehnice ale invertorului/invertoarelor oferite;
- c. Certificatele și/sau declarațiile de conformitate, inclusiv certificările IEC aplicabile;
- d. Planul de implementare a proiectului;
- e. Graficul de execuție a lucrărilor;
- f. Documente justificative privind experiența în proiecte similare (*referințe, contracte, procese-verbale de recepție sau alte documente relevante*).

3.6.2 Documentele prezentate trebuie să permită verificarea caracteristicilor tehnice ale echipamentelor oferite, a conformității acestora cu standardele aplicabile, precum și a capacității ofertantului de a executa contractul în condițiile solicitate.

3.7 Extinderea proiectului:

3.7.1 Având în vedere caracterul pilot al proiectului de 50kW, oferta tehnică trebuie să includă și elemente care să demonstreze posibilitatea extinderii ulterioare a soluției propuse;

3.7.2 În acest sens, ofertanții vor prezenta:

- a. Calcule, argumente tehnice și criterii de proiectare care demonstrează compatibilitatea soluției propuse cu replicarea și extinderea ulterioară a proiectului în alte locații ale I.S. „Radiocomunicații” și/sau la capacități instalate superioare;
- b. Analiza și calculele privind posibilitatea integrării ulterioare a unui sistem de stocare a energiei (*BESS*), inclusiv compatibilitatea electrică și funcțională a echipamentelor propuse.

3.7.3 Se va aprecia în mod favorabil o soluție tehnică modulară, scalabilă și adaptabilă, care permite extinderea cu impact minim asupra configurației de bază a sistemului.

Exemple de producători și echipamente de referință (*vendor shortlist orientativ conform studiului de piață*)

1. Principii generale:

1.1 Echipamentele oferite trebuie să provină de la producători cu experiență demonstrată în domeniul sistemelor fotovoltaice și să fie certificate în conformitate cu standardele internaționale aplicabile (*IEC sau echivalent*);

1.2 Prezenta anexă are ca scop:

- a. Asigurarea fiabilității sistemului;
- b. Garantarea disponibilității pieselor de schimb;
- c. Asigurarea suportului tehnic și a sustenabilității exploatarei pe termen lung.

1.3 Ofertanții pot propune echipamente provenind de la producători diferiți, cu condiția ca acestea să fie echivalente sau superioare din punct de vedere tehnic și comercial față de nivelul de referință indicat în prezenta anexă;

1.4 În vederea demonstrării conformității, ofertantul va prezenta documente relevante care atestă utilizarea echipamentelor propuse în proiecte similare, precum și documentația tehnică și de certificare aferentă;

1.5 Denumirile de producători, mărci, modele sau tehnologii menționate în document au caracter orientativ și reflectă nivelul tehnologic existent pe piața internațională la data elaborării documentației. Aceste mențiuni nu au caracter restrictiv și nu limitează participarea altor producători sau ofertanți care pot furniza echipamente echivalente sau superioare din punct de vedere tehnic.

2. Module fotovoltaice:

2.1 Producători de referință identificați în studiul de piață pentru module fotovoltaice sunt:

Tabelul nr. A1.1

Producător	Țară	Observații
LONGi Solar	China	Lider global module mono
Jinko Solar	China	Tier 1 Bloomberg
JA Solar	China	Producător global
Trina Solar	China	Foarte utilizat în proiecte utility
Canadian Solar	Canada	Reputație solidă

2.2 Tehnologii acceptate:

- a. TOPCon;
- b. HJT;
- c. Mono PERC (*echivalent dacă îndeplinește performanțele cerute*).

2.3 Caracteristici minime:

- a. Putere $\geq 550\text{Wp}$;
- b. Eficiență $\geq 21\%$;
- c. Certificări IEC;
- d. Garanție performanță ≥ 30 ani.

3. Invertoare fotovoltaice:

3.1 Producători de referință identificați în studiul de piață pentru invertoare sunt:

Tabelul nr. A1.2

Producător	Țară	Observații
Huawei	China	Lider mondial invertoare string
Sungrow	China	Foarte utilizat - ”utility-scale”
SMA	Germania	Producător premium
Solis (Ginlong)	China	Soluție economică fiabilă
Fronius	Austria	Utilizat frecvent în Europa

3.2 Caracteristici minime:

- a. Eficiență $\geq 98\%$;
- b. Protecții integrate;
- c. Suport comunicare Modbus;
- d. Compatibilitate rețea UE.

4. Structuri de montaj:

4.1 Structura de montaj trebuie să fie produsă de companii specializate în sisteme fotovoltaice;

4.2 Producători de referință identificați în studiul de piață:

Tabelul nr. A1.3

Producător	Tip sistem
Schletter	Structură premium
K2 Systems	Structură europeană
Arcelor / Magnelis	Structuri industriale
Producători locali certificați	Acceptat dacă respectă cerințele tehnice

4.3 Materiale acceptate:

- a. Oțel galvanizat la cald;
- b. Oțel Magnelis;
- c. Aluminu anodizat.

5. Sisteme BESS (opțional):

5.1 Pentru sistemul de stocare a energiei pot fi propuși producători cu experiență în sisteme industriale;

5.2 Exemple de producători relevanți identificați în studiul de piață, sau echivalent:

Tabelul nr. A1.4

Producător	Observații
Huawei	Soluții integrate PV+BESS
Sungrow	Soluții utility-scale
BYD	Baterii LFP recunoscute
Fluence	Sisteme BESS industriale

5.3 Tehnologii acceptate:

- a. LiFePO₄;
- b. Alte tehnologii echivalente certificate.

6. Sistem de monitorizare:

6.1 Sistemul de monitorizare oferit trebuie să asigure supravegherea continuă a funcționării instalației fotovoltaice și să fie compatibil cu cerințele de integrare ale beneficiarului;

6.2 Sistemul de monitorizare trebuie să fie:

- a. Integrat cu invertoarele și cu echipamentele principale ale instalației;
- b. Accesibil prin interfață web, cu posibilitatea accesului remote securizat;
- c. Compatibil cu integrarea în sistemul SCADA al beneficiarului.

6.3 Soluția propusă poate include:

- a. Sistemul nativ de monitorizare furnizat de producătorul inverterului;
- b. Platforme specializate dedicate monitorizării instalațiilor fotovoltaice, cu condiția asigurării compatibilității tehnice și funcționale.

6.4 Ofertantul va prezenta descrierea soluției de monitorizare, funcționalitățile principale, protocoalele de comunicație disponibile și modul de integrare cu infrastructura IT/SCADA a beneficiarului.

7. Acceptarea echipamentelor echivalente

7.1 Ofertanții pot propune echipamente provenind de la alți producători decât cei menționați orientativ în documentația de atribuire, cu condiția demonstrării faptului că acestea:

- a. Respectă integral specificațiile tehnice prevăzute în caietul de sarcini;
- b. Sunt certificate în conformitate cu standardele IEC aplicabile sau cu standarde echivalente recunoscute;
- c. Sunt utilizate în proiecte fotovoltaice similare, comparabile din punct de vedere tehnic și funcțional.

7.2 În vederea verificării echivalenței, beneficiarul își rezervă dreptul de a solicita:

- a. Referințe privind proiecte similare în care au fost utilizate echipamentele propuse;
- b. Documentație tehnică suplimentară (*fișe tehnice, certificate, declarații de conformitate, rapoarte de testare*);
- c. Confirmarea disponibilității serviciilor de service și suport tehnic în regiune.

7.3 Echivalența va fi analizată pe baza documentelor prezentate de ofertant, iar simpla menționare a caracterului „echivalent” nu este suficientă în lipsa probelor tehnice justificative.

8. Disponibilitate service

8.1 Ofertantul trebuie să demonstreze că, pentru echipamentele propuse, sunt asigurate condiții adecvate de suport post-vânzare și mentenanță, inclusiv:

- a. Suport tehnic disponibil la nivelul Europei;
- b. Disponibilitatea pieselor de schimb pentru echipamentele principale;
- c. Existența unui service autorizat, direct sau prin parteneri acreditați.

8.2 În vederea demonstrării conformității, ofertantul va prezenta documente relevante privind rețeaua de service, canalele de suport tehnic și disponibilitatea pieselor de schimb pentru perioada de exploatare și garanție;

8.3 Se va aprecia în mod favorabil existența unui suport tehnic regional, a unor termene rezonabile de livrare a pieselor și a capacității de intervenție într-un termen compatibil cu cerințele de operare ale beneficiarului.

9. Scopul acestei anexe

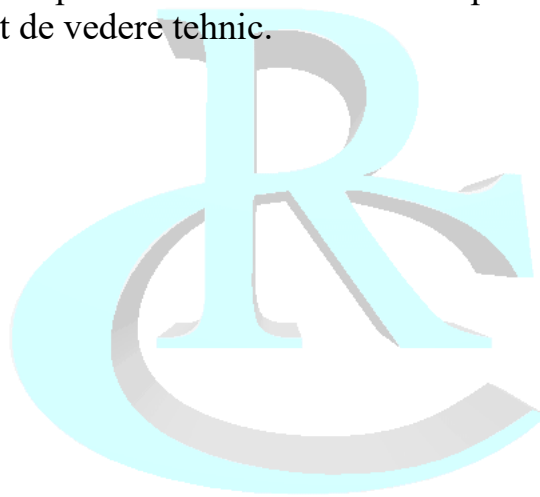
9.1 Prezenta anexă are ca scop stabilirea cadrului tehnic de referință pentru selectarea echipamentelor utilizate în cadrul proiectului, urmărind:

a. Asigurarea și încurajarea utilizării unor echipamente de calitate, conforme cu standardele internaționale aplicabile;

b. Prevenirea riscului utilizării unor echipamente necertificate sau neconforme din punct de vedere tehnic;

c. Menținerea unui cadru concurențial deschis și nediscriminatoriu între ofertanți.

9.2 Cerințele prevăzute în prezenta anexă au caracter orientativ și de referință, fără a limita participarea operatorilor economici care pot oferi soluții echivalente sau superioare din punct de vedere tehnic.



Specificații tehnice minime pentru echipamente și materiale (grilă de conformitate minimă)

1. Cerințele tehnice specificate mai jos sunt bază de admisibilitate pentru ofertă.

1.1. Module fotovoltaice (PV modules)

1.1.1. Cerințe minime obligatorii:

- a. Tehnologie: TOPCon / HJT / echivalent;
- b. Tip: mono, bifacial acceptat (*recomandat*);
- c. Putere modul: $\geq 550\text{Wp}$;
- d. Eficiență modul: $\geq 21\%$;
- e. Tensiune sistem: 1 500V DC (*acceptat 1 000V DC doar dacă EPC justifică și nu reduce performanța*);
- f. Cutie joncțiune: IP68, conectori compatibili MC4;
- g. Rezistență mecanică: $\geq 5\,400\text{Pa}$ zăpadă, $\geq 2\,400\text{Pa}$ vânt;
- h. Temperatură operare: $-40\dots+85^\circ\text{C}$;
- i. Certificări: IEC 61215, IEC 61730, CE;
- j. Producător: ISO 9001 și 14001;

1.1.2. Garanții minime:

- a. Garanție produs: ≥ 12 ani;
- b. Garanție performanță: ≥ 30 ani;
- c. Degradare: an 1 $\leq 2\%$, ulterior $\leq 0.55\%/an$;
- d. Putere garantată la 30 ani: $\geq 84.8\%$ din nominal.

1.1.3. Documente obligatorii în ofertă:

- a. Datasheet oficial;
- b. Certificate IEC/CE;
- c. Declarație garanții (*semnată/ștampilată*);
- d. Serii / trasabilitate (*la livrare*).

1.2. Invertoare (string inverters)

1.2.1. Cerințe minime obligatorii:

- a. Tip: string inverter, 3 faze;
- b. Putere totală AC: $\approx 50\text{kW}$ ($1 \times 50\text{kW}$ sau $2 \times 25\text{kW}$)
- c. Tensiune AC: $3 \times 400\text{V}$, 50Hz;
- d. Eficiență max: $\geq 98\%$;
- e. Eficiență europeană: $\geq 97\%$;
- f. MPPT: ≥ 2 MPPT / inverter;
- g. Tensiune DC max: $\geq 1\,100\text{V}$ (*preferat 1 500V dacă sistemul e 1 500V*);
- h. Interval MPPT: adecvat pentru stringuri (*EPC demonstrează în calcul*);
- i. Protecții integrate: anti-islanding, DC reverse polarity, over/under-voltage, over-current, over-temperature;
- j. Grad protecție: IP65 minim;
- k. Comunicații: Ethernet + RS485, Modbus TCP/RTU (*sau echivalent*)
- l. Certificări: IEC 62109, CE.

1.2.2. Garanții minime:

- a. Invertoare: ≥ 5 ani (*ofertantul va indica opțiuni de extindere la 10 ani*).

1.2.3 Documente obligatorii în ofertă:

- a. Datasheet;
- b. Certificate IEC/CE;
- c. Declarație garanții;
- d. Lista parametrilor de grid-code disponibili (*P/Q control, zero-export dacă e cazul*).

1.3 Structuri de montaj (*ground-mount*)**1.3.1 Cerințe minime obligatorii:**

- a. Tip: fixed tilt;
- b. Material: oțel galvanizat la cald / Magnelis / echivalent;
- c. Protecție anticorozivă: $\geq 70\mu\text{m}$ galvanizare (*sau echivalent*);
- d. Durată de viață: ≥ 25 ani;
- e. Proiectare la vânt/zăpadă: conform normelor locale; EPC prezintă calcul static;
- f. Fundații: șuruburi metalice / beton (*în funcție de sol*).

1.3.2 Documente obligatorii:

- a. Desene structură + detalii fundații;
- b. Calcul static / declarație proiectare;
- c. Certificat material (*unde este cazul*).

1.4 Cabluri și conectori DC**1.4.1 Cerințe minime obligatorii:**

- a. Cablu solar: EN 50618 (*sau echivalent IEC*), rezistent UV/ozon;
- b. Temperatură operare: $-40\dots+90^{\circ}\text{C}$;
- c. Secțiune: EPC dimensionează; cădere tensiune DC $\leq 1.5\%$;
- d. Conectori: tip MC4 compatibili, aceeași familie/compatibilitate garantată.

1.5 Cabluri AC (*0.6/1kV*)**1.5.1 Cerințe minime obligatorii:**

- a. Tip: 0.6/1 kV, Cu, 5 conductoare (*L1-L2-L3-N-PE*);
- b. Secțiune tronson principal PV-AC-DB \rightarrow PoC (*150m*): minim Cu $5\times 35\text{mm}^2$ ($5\times 25\text{mm}^2$ acceptat doar cu calcule care demonstrează căderea de tensiune $\leq 1\%$ și încărcarea termică);
- c. Cădere tensiune AC: inverter \rightarrow PV-AC-DB: $\leq 1\%$, PV-AC-DB \rightarrow PoC: $\leq 1\%$.

1.6 Tablouri și protecții (*DC/AC*)**1.6.1 Protecții DC:**

- a. DC switch/disconnector (*integrat sau separat*);
- b. SPD DC: Tip II (*obligatoriu*), dimensionat pe tensiunea sistemului;
- c. Siguranțe pe stringuri: dacă producătorul/aranjamentul le impune.

1.6.2 PV-AC-DB (*Tablou AC PV*):

Cerințe minime:

- a. Grad protecție: IP54 minim (*recomandat IP65 exterior*);
- b. Întrerupător general PV: MCCB 100A (*orientativ; EPC calculează exact*);
- c. Protecții individuale pe fiecare inverter (*MCB/MCCB conform curentului*);
- d. SPD AC: Tip II, 3P+N;
- e. Bară PE și N, bornare, etichetare completă;
- f. Posibilitate izolare completă a centralei PV.

1.6.3 Protecții la PoC:

- a. Întrerupător dedicat PV în tabloul existent;
- b. Coordonare/selectivitate cu PV-AC-DB (*EPC demonstrează*).

1.7 Împământare și echipotentializare:

- a. Legare la pământ: structuri, rame module, invertoare, tablouri;
- b. Măsurare priză de pământ la recepție (*raport obligatoriu*);
- c. SPD coordonate cu sistemul de împământare.

1.8 Monitorizare / comunicații:

- a. Monitorizare producție + alarme + istoric;
- b. Acces remote + export date;
- c. Pentru distanță 150m: comunicație recomandată fibră optică (*sau UTP outdoor în tub separat, cu protecții*);
- d. Schema de racord.

1.9 Tabel de corelare a soluției tehnice minime și a componentelor incluse în ofertă:

1.9.1 Tabelul nr. A2.1 de mai jos reprezintă lista minimă orientativă a componentelor și lucrărilor aferente unei soluții conforme cu cerințele prevăzute la pct. 1.1–1.8 din Anexa nr. 2. Tabelul are rolul de a permite verificarea completitudinii tehnice a ofertei. Cantitățile indicate sunt estimative și pot fi ajustate de ofertant/contractantul EPC în cadrul proiectului tehnic, cu condiția să nu fie diminuate cerințele tehnice minime obligatorii prevăzute în Anexa nr. 2. În cazul unor neconcordanțe, prevalează cerințele tehnice minime stabilite la pct. 1.1–1.8 din Anexa nr. 2.

Tabelul nr. A2.1

Lista minimă orientativă de componente pentru soluția admisibilă

Nr.	Componentă / lucrare minimă	UM	Cantitate orientativă	Corelare cu Anexa nr. 2	Observații
1	Module fotovoltaice mono 550–600Wp	buc	85–90	Pct. 1.1	Puterea totală rezultată trebuie să susțină soluția de aprox. 50kW AC
2	Invertoare string 1×50kW sau 2×25kW	set	1	Pct. 1.2	Soluția exactă este aleasă de ofertant
3	Structură ground-mount galvanizată + elemente de fixare	set	1	Pct. 1.3	Conform condițiilor de proiectare și rezistență
4	Cabluri DC solare + accesorii de traseu	lot	1	Pct. 1.4	EPC dimensionează; cădere tensiune DC ≤ 1.5%
5	Conectori DC compatibili tip MC4	lot	1	Pct. 1.4	Compatibilitate garantată, aceeași familie
6	Cabluri AC locale inverter → PV-AC-DB	lot	1	Pct. 1.5	Secțiunea rezultă din calcule

Nr.	Componentă / lucrare minimă	UM	Cantitate orientativă	Corelare cu Anexa nr. 2	Observații
7	Cablu AC principal PV-AC-DB → PoC, Cu 5×35mm ² , traseu 150m	lot	1	Pct. 1.5	5×25 mm ² acceptat numai cu calcule justificative
8	PV-AC-DB complet echipat	buc	1	Pct. 1.6.2	Include MCCB general, protecții individuale, bare PE/N, etichetare
9	SPD DC Tip II	set	min. 1 set	Pct. 1.6.1	Numărul final se stabilește prin proiect, în funcție de arhitectură
10	SPD AC Tip II, 3P+N	set	min. 1 set	Pct. 1.6.2	Inclus sau separat, după soluția propusă
11	Protecții la PoC / întrerupător dedicat PV în tabloul existent	set	1	Pct. 1.6.3	Cu selectivitate demonstrată
12	Sistem de împământare și echipotențializare	set	1	Pct. 1.7	Include electrozi, conductoare, legături, măsurări
13	Sistem de monitorizare / comunicații / SCADA	set	1	Pct. 1.8	Include logger/gateway/licențe, după caz
14	Infrastructură comunicații pentru distanța de 150m	lot	1	Pct. 1.8	Recomandat fibră optică; alternativ UTP outdoor în tub separat, cu protecții
15	Contorizare energie bidirecțională	buc / set	după caz, conform schemei de racord și soluției tehnice aprobate	Pct. 1.8 / schema de racord	Se include dacă este necesară prin schema de racord / soluția tehnică aprobată

Opțional:

Nr.	Echipament	Cantitate
16	BESS 100kWh	1 set

Anexa nr. 3

Model buget CAPEX detaliat (50kW) – format UE (*template + intervale orientative din studiul de piață*)

Acesta este un model de buget (*BoQ financiar*) pentru compararea ofertelor.

Tabelul nr. A3.1

Nr.	Componentă	UM	Cant. orientativă	Preț unitar (ofertant)	Total (ofertant)	Interval orientativ (EUR)
1	Module PV 550–600Wp	buc	85–90			12.000 – 18.000
2	Invertoare hibride (1×50kW)	set	1			5.000 – 9.000
3	Structură ground-mount + prinderi	set	1			8.000 – 14.000
4	Cabluri DC + conectori + accesorii	lot	1			2.000 – 4.000
5	Cabluri AC locale inverter→PV-AC-DB	lot	1			500 – 1.500
6	Cablu AC principal Cu 5×35mm ² (150m) + accesorii	lot	1			3.500 – 7.500
7	PV-AC-DB (tablou AC PV complet echipat)	buc	1			1.500 – 3.500
8	Protecții SPD DC/AC, întrerupătoare, siguranțe (<i>dacă nu sunt incluse</i>)	lot	1			1.000 – 2.500
9	Împământare, bare PE, electrozi, legături echipotențiale	lot	1			800 – 2.000
10	Monitorizare/SCADA (<i>data logger, gateway, licențe</i>)	set	1			1.000 – 3.000

Nr.	Componentă	UM	Cant. orientativă	Preț unitar (ofertant)	Total (ofertant)	Interval orientativ (EUR)
11	Lucrări civile: șanț cablu 150m + refacere teren	lot	1			2.500 – 6.000
12	Montaj mecanic + electric (instalare completă)	lot	1			6.000 – 12.000
13	Proiectare, avize, management proiect, PIF, teste	lot	1			4.000 – 8.000
14	Logistică/transport/organizare șantier	lot	1			2.000 – 5.000

Total CAPEX orientativ (PV only): ~ 45.000 – 65.000 EUR

CAPEX – Opțiune BESS (50kW / 100kWh)

Tabelul nr. A3.2

Nr.	Componentă BESS	UM	Cant.	Preț unitar	Total	Interval orientativ (EUR)
B1	Baterie LiFePo4 HV 100kWh (cabinet/container) + BMS	set	1			25.000 – 55.000
B2	PCS/invertor baterie sau invertor hibrid (≈50kW)	set	1			8.000 – 18.000
B3	EMS (strategie autoconsum/bacup/limitare export)	set	1			2.000 – 6.000
B4	Protecții BESS (AC/DC), tablouri auxiliare, E-Stop	lot	1			1.500 – 4.000
B5	Cablare + integrare BESS în PV-AC-DB/PoC	lot	1			1.000 – 3.000
B6	Montaj + punere în funcțiune + test funcțional	lot	1			2.000 – 6.000

Total BESS orientativ (adăugat la PV): ~ 35.000 – 80.000 EUR

Total proiect PV + BESS: ~ 80.000 – 145.000 EUR

1. Cerinte pentru ofertare:

1.1 În completarea formularului financiar, ofertantul va prezenta oferta într-o structură clară și detaliată, cu evidențiere distinctă a principalelor categorii de costuri;

1.2 Oferta financiară va include, în mod obligatoriu:

1.2.1 Preț distinct pentru fiecare dintre următoarele categorii: echipamente, lucrări, proiectare și avize, punere în funcțiune/teste, sistem de monitorizare;

1.2.2 Evidențiere separată, cu caracter opțional, a componentei BESS, prin poziție distinctă în ofertă;

1.2.3 Indicarea termenelor de livrare pentru echipamente (*lead time*) și a termenului de execuție a lucrărilor;

1.2.4 Precizarea expresă a condițiilor privind garanția și service-ul, cu menționarea clară dacă acestea sunt incluse în preț sau oferite separat.

1.3 Oferta va fi prezentată într-o formă care să permită evaluarea transparentă și comparabilă a componentelor financiare propuse.



Formular de ofertă financiară

Proiect: Centrală fotovoltaică ~ 50kW

Ofertantul va completa toate câmpurile din tabelul de mai jos.

Prețurile vor fi exprimate în EUR fără TVA.

1. Echipamente principale:

Tabelul nr. A4.1

Nr.	Denumire echipament	UM	Cantitate	Preț unitar (EUR)	Valoare totală (EUR)
1	Module fotovoltaice ≥550Wp	buc	90		
2	Invertoare fotovoltaice (1×50kW sau echivalent)	set	1		
3	Structură montaj ground-mount completă	set	1		
4	Sistem monitorizare / data logger	set	1		

Sub-total echipamente principale: _____ EUR

2. Materiale electrice:

Tabelul nr. A4.2

Nr.	Material	UM	Cantitate	Preț unitar (EUR)	Valoare totală (EUR)
1	Cablu solar DC	lot	1		
2	Conectori MC4 și accesorii	lot	1		
3	Cabluri AC inverter → tablou PV	lot	1		
4	Cablu AC principal Cu 5×35mm ² (150m)	lot	1		
5	Tuburi protecție / canale cablu	lot	1		

Sub-total materiale electrice: _____ EUR

3. Tablouri și protecții:

Tabelul nr. A4.3

Nr.	Echipament	UM	Cantitate	Preț unitar (EUR)	Valoare totală (EUR)
1	Tablou AC PV (PV-AC-DB) complet echipat	buc	1		
2	Protecții SPD DC	set	1		
3	Protecții SPD AC	set	1		
4	Întreprător general PV	buc	1		
5	Sistem împământare și echipotențializare	lot	1		

Sub total protecții: _____ EUR

4. Lucrări de instalare:

Tabelul nr. A4.4

Nr.	Lucrări	UM	Cantitate	Preț unitar (EUR)	Valoare totală (EUR)
1	Lucrări montaj structură	lot	1		
2	Instalare module fotovoltaice	lot	1		
3	Instalare cabluri DC	lot	1		
4	Instalare cabluri AC	lot	1		
5	Execuție șanț cablu 150 m	lot	1		
6	Punere în funcțiune sistem	lot	1		

Sub-total lucrări instalare: _____ EUR

5. Proiectare și servicii:

Tabelul nr. A4.5

Nr.	Serviciu	UM	Cantitate	Preț unitar (EUR)	Valoare totală (EUR)
1	Proiect tehnic instalație PV	lot	1		
2	Obținere avize / documentații	lot	1		
3	Management proiect	lot	1		
4	Teste și punere în exploatare	lot	1		

Sub-total servicii: _____ EUR

6. Opțiune BESS (optional):

Tabelul nr. A4.6

Nr.	Componentă	UM	Cantitate	Preț unitar (EUR)	Valoare totală (EUR)
1	Sistem baterie LiFePO4 ~100kWh	set	1		
2	Invertor baterie / PCS ~50kW	set	1		
3	EMS / sistem management energie	set	1		
4	Integrare BESS în sistem	lot	1		

Sub-total BESS: _____ EUR**7. Rezumat ofertă financiară:**

Tabelul nr. A4.7

Componentă	Valoare
Echipamente principale	_____ EUR
Materiale electrice	_____ EUR
Tablouri și protecții	_____ EUR
Lucrări instalare	_____ EUR
Proiectare și servicii	_____ EUR

TOTAL PROIECT PV (fără TVA): _____ EUR**8. Optional, TOTAL BESS (fără TVA):** _____ EUR**9. Support post-garanție (O&M) (fără TVA):** _____ EUR**Total O&M:** _____ EUR**10. Declarația ofertantului:****Ofertantul declară pe propria răspundere că:**

- Toate echipamentele oferite respectă specificațiile tehnice prevăzute în caietul de sarcini;
- Prețurile oferite includ livrarea, montajul și punerea în funcțiune a sistemului;
- Sistemul va fi livrat complet, instalat și funcțional, în conformitate cu cerințele documentației de atribuire.

Ofertant: _____

Data: _____

Semnătura: _____

Ștampila: _____

Tabel de evaluare a ofertelor EPC

Proiect: Centrală fotovoltaică 50kW – Î.S. „Radiocomunicații”, or. Edineț

Evaluarea ofertelor se va efectua prin aplicarea unui sistem de punctaj total de 100 de puncte, în conformitate cu criteriile tehnice, economice și operaționale prezentate în tabelul de mai jos, ale căror ponderi și subcriterii sunt stabilite în concordanță cu prevederile Capitolului III – „Evaluarea ofertelor” din Caietul de sarcini.

1. Evaluarea EPC:

Tabelul nr. A5.1

Tabel criteriile de evaluare

Nr.	Componentă	Subcriteriu	Descriere	Pondere
1	Tehnic (45%)	Performanță module	Module PV, conformitate standarde, eficiență	15%
		Calitatea echipamentelor	Invertoare, BESS, componente principale	15%
		Garanții echipamente		10%
		Sistem monitorizare	Arhitectură sistem, SCADA, compatibilitate echipamente, extensibilitate	5%
2	Financiar (35%)	Preț ofertă (CAPEX)	Cost total proiectare, echipamente, instalare, punere în funcțiune	30%
		Cost O&M	Servicii post-garanție, mentenanță, monitorizare	5%
3	Operațional (20%)	Service local & suport	Capacitate intervenție, timp răspuns, prezență locală	10%
		Termen implementare	Durata proiectare + livrare + execuție + punere în funcțiune	5%
		Experiență EPC	Proiecte similare implementate (fotovoltaic/EPC)	5%

Total: 100%

Tabelul nr. A5.2

Matrice evaluare ofertanți

Ofertant	Tehnic (45p)	Financiar (35p)	Operațional (20p)	Total
Ofertant 1				
Ofertant 2				
...				
Ofertant N				

Tabelul nr. A5.3

Evaluare performanță echipamente (subcriteriu tehnic – 25%)

Indicator	Cerință minimă
Tehnologie module	Monocristalin TOPCon / echivalent
Eficiență modul	≥ 21%
Garanție produs	≥ 12 ani
Garanție performanță	≥ 25 ani
Eficiență invertor	≥ 97%
Compatibilitate BESS	Obligatorie
Monitorizare	Platformă online

Tabelul nr. A5.4

Evaluare experiență EPC (subcriteriu operațional – 5%)

Criteriu	Punctaj
>10 proiecte similare	10
5-10 proiecte	7
2-5 proiecte	4
< 2 proiecte	1

2. Metodologia de punctare:**2.1 Preț (CAPEX):**

scor = $(\text{preț minim} / \text{preț ofertat}) \times \text{punctaj maxim}$

2.2 O&M:

scor = $(\text{cost minim} / \text{cost ofertat}) \times \text{punctaj maxim}$

2.3 Termen implementare:

scor proporțional ($\text{termen minim} = \text{punctaj maxim}$)

2.4 Tehnic:

evaluare pe bază de conformitate + punctaj calitativ conform grilelor A5.3

2.5 Operațional:

punctaj conform grilelor (*experiență, service, termen*)

Documentele care urmează a fi prezentate de ofertanți

1. În vederea demonstrării îndeplinirii cerințelor de calificare, capacității tehnice și profesionale, precum și a conformității ofertei cu cerințele documentației de atribuire, ofertanții vor prezenta, obligatoriu, următoarele documente, confirmate prin aplicarea semnăturii electronice a operatorului economic:

1.1 Documente care constituie oferta

1.1.1 Cererea de participare;

1.1.2 Documentul Unic de Achiziții European (*DUA*E), completat integral;

1.1.3 Declarația privind valabilitatea ofertei;

1.1.4 Propunerea tehnică, întocmită în conformitate cu cerințele Caietului de sarcini și anexelor la acesta;

1.1.5 Propunerea financiară / formularul ofertei financiare, completată în conformitate cu modelul inclus în documentația de atribuire;

1.1.6 Devizul / bugetul detaliat al ofertei, cu evidențiere distinctă, după caz, a costurilor aferente:

- a. Proiectării;
- b. Furnizării echipamentelor;
- c. Lucrărilor de instalare și montaj;
- d. Testării și punerii în funcțiune;
- e. Sistemului de monitorizare și integrării SCADA;
- f. Opțiunii BESS, dacă aceasta este ofertată separat.

1.2 Documente de conformitate tehnică

1.2.1 Fișele tehnice oficiale ale producătorului pentru echipamentele principale oferite, inclusiv cel puțin pentru:

- a. Modulele fotovoltaice;
- b. Invertoare;
- c. Structura de montaj;
- d. Cablurile DC și AC;
- e. Tablourile electrice;
- f. Dispozitivele de protecție la supratensiuni (*SPD*);
- g. Sistemul de monitorizare / SCADA;
- h. Sistemul de stocare a energiei (*BESS*), dacă este ofertat.

1.2.2 Certificatele de conformitate și/sau rapoartele de încercări relevante pentru echipamentele oferite, emise în conformitate cu standardele aplicabile;

1.2.3 Declarațiile de conformitate CE/UE pentru echipamentele oferite;

1.2.4 Documente care atestă certificările tehnice relevante ale echipamentelor, inclusiv standardele IEC/EN/ISO aplicabile;

1.2.5 Tabelul de conformitate completat, prin raportare la cerințele tehnice minime prevăzute în Anexa nr. 2 la Caietul de sarcini;

1.2.6 Declarația ofertantului privind conformitatea deplină a echipamentelor, lucrărilor și serviciilor oferite cu cerințele Caietului de sarcini;

1.2.7 Declarația privind garanțiile acordate, care va include în mod expres:

- a. Termenul de garanție pentru modulele fotovoltaice;
- b. Termenul de garanție pentru invertoare;
- c. Termenul de garanție pentru lucrările de montaj și integrare;
- d. Condițiile de acordare a garanției.

1.2.8 Simularea producției energetice, elaborată prin utilizarea unui software specializat recunoscut în industrie, însoțită de:

- a. Datele climatice utilizate;
- b. Ipotezele de calcul;
- c. Producția anuală estimată;
- d. Producția lunară estimată;
- e. Factorul de performanță (*PR*);
- f. Bugetul de pierderi (*loss diagram*);

1.2.9 Planul preliminar de amplasare (*layout*) al soluției propuse;

1.2.10 Schema electrică de principiu / schema unifilară preliminară;

1.2.11 Conceptul de integrare a sistemului de monitorizare în infrastructura SCADA a beneficiarului;

1.2.12 Planul de implementare etapizat și graficul de execuție a contractului.

1.3 Documente privind capacitatea de calificare a ofertantului:

1.3.1 Extrasul din Registrul de stat al persoanelor juridice / întreprinzătorilor individuali sau document echivalent, valabil la data deschiderii ofertelor;

1.3.2 Certificatul privind lipsa sau existența restanțelor față de bugetul public național, eliberat de autoritatea competentă, valabil la data deschiderii ofertelor;

1.3.3 Certificatul / documentul privind atribuirea contului bancar;

1.3.4 Informații generale despre ofertant, inclusiv date de identificare și persoane responsabile de executarea contractului;

1.3.5 Documente privind experiența similară, prin prezentarea a cel puțin unuia sau mai multor contracte executate având ca obiect proiectarea, furnizarea, instalarea sau punerea în funcțiune a unor sisteme fotovoltaice și/sau lucrări similare;

1.3.6 Documente confirmative privind executarea corespunzătoare a contractelor similare prezentate, cum ar fi:

- a. Procese-verbale de recepție;
- b. Recomandări;
- c. Certificate de bună execuție;
- d. Alte documente relevante;

1.3.7 Informații privind personalul-cheie propus pentru executarea contractului, inclusiv:

- a. Inginer proiectant;
- b. Specialist/electrician autorizat;
- c. Specialist automatizare / integrare SCADA, după caz;
- d. Responsabil tehnic de execuție, după caz.

1.3.8 Documente care confirmă calificarea profesională, atestarea, autorizarea sau dreptul de exercitare a activităților de către personalul-cheie, în măsura în care acestea sunt necesare conform legislației în vigoare;

1.3.9 Declarație privind capacitatea tehnică și logistică necesară pentru executarea contractului;

1.3.10 Declarație sau documente justificative privind existența serviciilor de suport tehnic, service și disponibilitatea pieselor de schimb pentru echipamentele oferite.

1.4 Documente privind integritatea și eligibilitatea:

1.4.1 Declarația privind confirmarea identității beneficiarilor efectivi și neîncadrarea acestora în situațiile prevăzute de legislația aplicabilă;

1.4.2 Declarația pe propria răspundere privind neîncadrarea operatorului economic în situațiile de excludere prevăzute de legislația în domeniul achizițiilor publice, în măsura în care aceste informații nu sunt deja cuprinse în DUAE;

1.4.3 Alte declarații sau documente solicitate prin documentația de atribuire, necesare pentru verificarea eligibilității, capacității de exercitare a activității profesionale, capacității tehnice și profesionale ori a conformității ofertei.

1.5 Documente prezentate la solicitarea entității contractante / de către ofertantul desemnat câștigător:

1.5.1 Entitatea contractantă își rezervă dreptul de a solicita, în etapa de evaluare a ofertelor, orice clarificări și/sau documente justificative suplimentare necesare verificării veridicității informațiilor prezentate de ofertant, în condițiile legislației aplicabile, fără a permite modificarea substanțială a ofertei;

1.5.2 Ofertantul desemnat câștigător va prezenta, la solicitarea entității contractante și în termenul indicat de aceasta, documentele justificative aferente declarațiilor prezentate, inclusiv documentele confirmative privind beneficiarii efectivi, lipsa temeiurilor de excludere și alte documente prevăzute de lege sau de documentația de atribuire.

1.6 Cerințe privind forma documentelor:

1.6.1 Toate documentele incluse în ofertă vor fi prezentate în limba română sau vor fi însoțite de traducere autorizată în limba română, după caz;

1.6.2 Documentele emise de autorități competente din alte state vor fi prezentate în copie, însoțite de traducere autorizată în limba română, dacă este cazul;

1.6.3 Toate documentele prezentate de ofertant în cadrul ofertei vor fi confirmate prin aplicarea semnăturii electronice a operatorului economic;

1.6.4 Neprezentarea, prezentarea incompletă sau neconformă a documentelor solicitate poate conduce la respingerea ofertei, în condițiile prevăzute de legislația aplicabilă și de documentația de atribuire.

Tabelul documentelor obligatorii pentru Anunțul de participare la procedura de achiziție:

Nr.	Denumirea documentului	Descriere / cerință	Nivel minim / cerință obligatorie	Mod de demonstrare
1	Cerere de participare	Conform formularului standard	Obligativ	Original, semnat electronic
2	DUAE	Completat integral conform cerințelor procedurii	Obligativ	Original, semnat electronic
3	Declarație privind valabilitatea ofertei	Conform documentației de atribuire	Min. conform cerințelor stabilite	Original, semnat electronic

Nr.	Denumirea documentului	Descriere / cerință	Nivel minim / cerință obligatorie	Mod de demonstrare
4	Propunere tehnică	În conformitate cu Caietul de sarcini și anexele	Obligatoriu, complet și conform	Original, semnat electronic
5	Propunere financiară	Formular ofertă financiară conform modelului	Obligatoriu	Original, semnat electronic
6	Deviz / buget detaliat	Structurat pe categorii: echipamente, lucrări, proiectare, PIF, SCADA, BESS (<i>după caz</i>)	Obligatoriu	Original, semnat electronic
7	Fișe tehnice echipamente	Pentru toate echipamentele principale oferite	Conform cerințelor tehnice minime	Copie, semnată electronic
8	Certificate de conformitate	IEC/EN/ISO/CE sau echivalent	Obligatoriu	Copie, semnată electronic
9	Declarații de conformitate CE	Pentru echipamentele oferite	Obligatoriu	Copie, semnată electronic
10	Tabel de conformitate	Raportare la Anexa nr. 2 (<i>cerințe tehnice minime</i>)	Obligatoriu, complet	Original, semnat electronic
11	Declarație conformitate ofertă	Confirmă respectarea integrală a caietului de sarcini	Obligatoriu	Original, semnat electronic
12	Declarație privind garanțiile	Include termene și condiții de garanție	Min. conform cerințelor	Original, semnat electronic
13	Simulare producție energie	Software specializat + PR + pierderi	Obligatoriu	Copie, semnată electronic
14	Plan amplasare (<i>layout</i>)	Soluția tehnică propusă	Obligatoriu	Copie, semnată electronic
15	Schemă unifilară (<i>SLD</i>)	Configurația electrică	Obligatoriu	Copie, semnată electronic
16	Concept integrare SCADA	Compatibilitate și integrare sistem	Obligatoriu	Copie, semnată electronic
17	Plan implementare + grafic execuție	Etapizare și termene	Obligatoriu	Copie, semnată electronic
18	Extras Registru de stat	Date de identificare operator economic	Valabil la data depunerii	Copie, semnată electronic
19	Certificat privind obligațiile fiscale	Situația față de bugetul public	Fără datorii sau conform legislației	Original/cop., semnat electronic
20	Certificat cont bancar	Confirmare cont	Obligatoriu	Copie, semnată electronic
21	Experiență similară	Contracte executate similare	Min. 1 contract relevant	Copie, semnată electronic
22	Dovezi execuție contracte	PV recepție / recomandări	Obligatoriu	Copie, semnată electronic
23	Personal-cheie	CV și roluri	Obligatoriu	Copie, semnată electronic

Nr.	Denumirea documentului	Descriere / cerință	Nivel minim / cerință obligatorie	Mod de demonstrare
24	Documente calificare personal	Autorizații / atestate	Conform legislației	Copie, semnată electronic
25	Declarație capacitate tehnică	Resurse și logistică	Obligatoriu	Original, semnat electronic
26	Declarație service și suport	Service, piese, suport tehnic	Obligatoriu	Original, semnat electronic
27	Declarație beneficiari efectivi	Conform legislației	Obligatoriu	Original, semnat electronic
28	Declarație lipsă temeieri de excludere	Dacă nu este inclusă în DUAE	Obligatoriu	Original, semnat electronic

Notă:

1. Toate documentele se prezintă în limba română sau cu traducere autorizată;
2. Toate documentele se semnează electronic;
3. Neprezentarea sau prezentarea incompletă a documentelor poate conduce la respingerea ofertei;
4. Entitatea contractantă își rezervă dreptul de a solicita clarificări în conformitate cu art. 69 din Legea nr. 131/2015;
5. Ofertantul desemnat câștigător va prezenta documentele justificative la solicitarea entității contractante.

