

Finacon International Consulting

Str. Puțul lui Zamfir nr. 9, etaj 1
Sector 1, București



„Construire parc fotovoltaic, comuna Mătășari, Județul Gorj”

Beneficiar:

Comuna Mătășari

Adresa de implementare:

Comuna Mătășari, Sat. Mătășari, Jud. Gorj, România

Carte Funciară Nr. 39146 U.A.T Mătășari

Nr. Cadastral: 39146

Privind:

Studiu de Fezabilitate (SF)

în cadrul Proiectării Centralei PV

Informația conținută în acest document este considerată proprietate privată și confidențială. Nici o parte a acestui document nu poate fi dezvăluită în nici o măsură către un terț fără consimțământul prelabil în scris al FINACON INTERNATIONAL CONSULTING SRL.

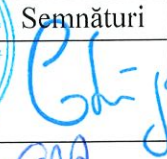






Cuprins

1.	Foaie de semnături	4
2.	Borderoul lucrării	5
A.	Piese scrise	6
1.	Informații generale privind obiectivul de investiții	6
1.1.	<i>Denumirea obiectivului de investiții</i>	6
1.2.	<i>Ordonator principal de credite/investitor</i>	6
1.3.	<i>Ordonator de credite (secundar/terțiar)</i>	6
1.4.	<i>Beneficiarul investiției</i>	6
2.	Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții	6
2.1.	<i>Concluziile studinului de fezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză</i>	6
2.2.	<i>Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare</i>	6
2.3.	<i>Analiza situației existente și identificarea deficiențelor</i>	10
2.4.	<i>Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții</i>	11
2.5.	Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice	22
3.	Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții	23
3.1.	<i>Particularități ale amplasamentului</i>	25
3.2.	Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic	31
3.3.	<i>Costurile estimative ale investiției</i>	43
3.4.	<i>Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:</i>	44
3.5.	<i>Costuri anuale de operare – ambele opțiuni</i>	49
4.	Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e)	50
4.1.	<i>Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință</i>	50
4.2.	<i>Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția</i>	51
4.3.	<i>Situația utilităților și analiza de consum</i>	54
4.4.	<i>Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții</i>	54
4.5.	<i>Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții</i>	55
4.6.	<i>Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară</i>	57
4.6.1.	<i>Definire scenarii analizate – SCENARIILE DE BAZĂ</i>	58
4.6.2.	<i>Definire parametrilor/ipoteze de calcul</i>	58
4.6.3.	<i>Principali indicatori de performanță financiară</i>	60
4.6.4.	<i>Analiza comparativă scenariu de bază – observații și concluzii</i>	62

<i>4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate</i>	63
<i>4.7.1. Definire parametrii / ipoteze de calcul</i>	63
<i>4.7.2. Principalii indicatori de performanță economică</i>	63
<i>4.8. Analiza de sensibilitate</i>	64
<i>4.8.1. Definire ipoteze de calcul – variabile selectate</i>	65
<i>4.8.2. Definire scenariilor de simulare</i>	65
<i>4.8.3. Principalii indicatori de performanță financiară – sensibilități</i>	66
<i>4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor</i>	71
<i>5. Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă)</i>	75
<i>5.1. Comparăția scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor</i>	75
<i>5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)</i>	77
<i>5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind</i>	78
<i>5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții</i>	89
<i>5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice</i>	91
<i>6. Implementarea investiției</i>	92
<i>6.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției</i>	92
<i>6.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare</i>	93
<i>6.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare</i>	93
<i>6.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale</i>	96
<i>7. Concluzii și recomandări</i>	98

1. Foaie de semnături

	Nume / Prenume	Inițiale	Semnături
Proiectant general	DRĂGOI Cosmin Emilian	D.C.E.	
Verificat	Ing. GRUIȚĂ Cristian Aron	G.C.A.	
Aprobat	Ing. PĂDURARIU Marius	P.M.	
Proiectant de specialitate	Ing. BRAȘOVEAN Mihail	B.M.	
Întocmit și desenat	Ing. APOSTOL Ionela	A.I.	
OBIECTIV :	„Construire parc fotovoltaic, comuna Mătășari, Județul Gorj”		
BENEFICIAR:	Comuna Mătășari Comuna Mătășari, Jud. Gorj, România		
PROIECTANT GENERAL	FINACON INTERNATIONAL CONSULTING SRL str. Puțul lui Zamfir nr. 9, sector 1, Municipiul București		
PROIECTANT DE SPECIALITATE	SC ELSACO SOLUTIONS SRL Jud. Botosani, Cătămarești-Deal, str. Mihai Eminescu nr. 85, 717248		
COD PROIECT:	116 / 2023		
FAZA:	Studiu de Fezabilitate (SF)		

2. Borderoul lucrării

OBIECTIV:	„Construire parc fotovoltaic, comuna Mătășari, Județul Gorj”
FAZA DE PROIECTARE:	Studiu de Fezabilitate (SF)
CLIENT/BENEFICIAR:	Comuna Mătășari
COD PROIECT:	116 / 2023
DATA:	Decembrie 2023/REVIZUIT IANUARIE 2025

Nr.	Denumire	Cod document	File	Format	Revizia	Obs.
Părți scrise						
1	Studiu de Fezabilitate		98	A4		
Anexe						
1	Analiza financiară		11	A4		
2	PVSOL – scenariul 1 și 2		26	A4		
3	Deviz de lucrări – scenariul 1 și 2		6	A4		
4	Indicatori minimali – indicatori de performanță		4	A4		
5	Fișa tehnică panou fotovoltaic 585 Wp – Scenariul 1		2	A4		
6	Fișa tehnică invertor 100 kW – Scenariul 1		2	A4		
7	Fișa tehnică invertor 12 kW – Scenariul 1 și 2		2	A4		
8	Fișa tehnică panou fotovoltaic 450 Wp – Scenariul 2		2	A4		
9	Fișa tehnică invertor 50 kW – Scenariul 1 și 2		2	A4		
10	Fișa tehnică Smart Power Sensor		1	A4		
11	Fișa tehnică releu de protecție		2	A4		
12	Structura de montare a panourilor		1	A4		
13	Certificat de Urbanism		3	A4		
14	Studiu topografic		3	A4		
15	Extras CF		3	A4		
16	Studiu geotehnic		50	A4		
17	Grafic de implementare și activități		2	A4		
18	Oferta financiară ELSACO ESCO – scenariul 1		5	A4		
19	Oferta tehnică ELSACO ESCO – scenariul 1		19	A4		
20	Oferta financiară ELSACO ESCO – scenariul 2		6	A4		
21	Oferta tehnică ELSACO ESCO – scenariul 2		19	A4		
22	Ofertă PROLUX – scenariul 1		1	A4		
23	Ofertă PROLUX – scenariul 2		1	A4		
Părți desenate (Anexa 23)						
Lucrări electrice						
1	Planul de situație	1-A3-RO-116	1	A3		
2	Planul de amplasament	1-A3-RO-116	1	A3		

A. Piese scrise

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

„Construire parc fotovoltaic, comuna Mătășari, Județul Gorj”

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

- Unitatea administrativ-teritorială: **Primăria comunei Mătășari**
- Adresa: **Comuna Mătășari, Sat. Mătășari, Jud. Gorj, România**
- Telefon/fax: +40 253-376551; website: [http:// www.primariamatasari.ro](http://www.primariamatasari.ro) /; e-mail: matasariprimaria@yahoo.com
- Cod CAEN: **8411 - Servicii de administrație publică generală**

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

În cadrul acestui proiect, **Primăria comunei Mătășari** este principalul și singurul ordonator de credite/investitor; drept urmare, nu există un ordonator de credite secundar sau terțiar.

1.4. Beneficiarul investiției

- **Primăria comunei Mătășari**

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

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

În cadrul acestui proiect nu a fost realizat un studiu de fezabilitate.

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

România și Uniunea Europeană au adoptat o serie de reglementări și acorduri în domeniul energiei și mediului, care trebuie respectate de către toate entitățile ce desfășoară activități economice în aceste domenii. Printre acestea se enumără:

- Pachetul legislativ „Energie curată pentru toți europenii”, care vizează reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, îmbunătățirea eficienței energetice și promovarea utilizării energiilor regenerabile în Uniunea Europeană.

- Strategia Națională de Dezvoltare Durabilă a României, care stabilește obiectivele și măsurile pentru dezvoltarea durabilă a țării, inclusiv reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și utilizarea surselor de energie regenerabilă.

- Planul Național Integrat privind Clima și Energia, ce definește obiectivele și măsurile pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și creșterea ponderii energiilor regenerabile în mixul energetic al României.

- Reglementările privind achizițiile publice ecologice, care impun autorităților publice și entităților care furnizează produse și servicii către acestea să respecte anumite criterii ecologice în procesul de achiziție.

- Atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie.

- Atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie.

Toate aceste cerințe legale trebuie respectate de către **Primăria comunei Mătășari** în desfășurarea activității sale, inclusiv în elaborarea strategiei de decarbonizare.

În vederea reducerii efectelor severe ale schimbărilor climatice, la nivel comunitar a fost elaborat un set de norme legislative obligatorii cunoscut sub numele de „Pachetul pentru climă și energie”, care include obiective privind energia din surse regenerabile, contribuția suport a combinării energiei termice și electrice și costul emisiilor indirecte, măsuri cu un impact semnificativ asupra prețului la energie.

Pe 9 aprilie 2018, a intrat în vigoare Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea rentabilizării reducerii emisiilor de dioxid de carbon și a sporirii investițiilor în acest domeniu și a Deciziei (UE) 2015/1814 care stabilește regulile ce vizează Sistemul de Comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, pentru Faza 4 a schemei EU ETS (2021-2030).

Directiva (UE) 2018/410 menționează principiile pentru funcționarea instrumentelor de finanțare, iar Statele Membre (SM) vor trebui să ia decizii importante cu privire la modul în care vor fi utilizate fondurile puse la dispoziția lor.

Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din data de 14 Martie 2018 revizuită stabilește următoarele mecanisme financiare începând din faza 4 a schemei EU ETS (2021-2030):

- Fondul pentru Modernizare (Articolul 10 d);
- Alocarea tranzitorie cu titlu gratuit pentru modernizarea sectorului energetic Articolul 10c) sau Mecanismul 10c);
- Fondul de Solidaritate;
- Fondul de Inovare (succesor NER 300);
- Fondul pentru o tranziție justă (FTJ).

Fondul pentru Modernizare reprezintă un instrument cheie pentru dezvoltarea investițiilor în proiecte energetice care urmăresc îmbunătățiri în eficiența energetică, modernizarea sistemelor energetice și tranziția în regiunile dependente de cărbune în Statele Membre cu PIB pe cap de locuitor

la prețul pieței mai mic de 60% din media VE. Fondul va fi finanțat prin licitarea pe piață a 2% din totalul certificatelor alocate statelor membre prin schema EU ETS pentru perioada 2021-2030 a căror sumă se încadrează între €6.2 și €9.3 miliarde de Euro.

Selecția proiectelor pentru finanțare din Fondul pentru Modernizare se va realiza în urma unor procese de selecție desfășurate la nivel național în perioada 2021 - 2030, având la bază cadrul legislativ național de implementare.

Obiectivele Fondului pentru Modernizare vizează tranziția către un sistem energetic cu emisii reduse de carbon, prin stimularea investițiilor în surse regenerabile de energie, rețele de transport care să includă distribuția energiei electrice în zonele rezidențiale și comerciale, interconectări de rețele pentru transportul de electricitate și gaze naturale, precum și stocarea de energie, îmbunătățirea eficienței energetice în producerea de energie, inclusiv în sectoarele de transport, clădiri, construcții, agricultura și deșeuri și pentru o tranziție echitabilă în regiunile dependente de cărbune.

Din 2019, Uniunea Europeană și-a stabilit ca obiective reducerea cu 40% a emisiilor de GES, creșterea cu 32.5% a eficienței energetice și creșterea cu 32% a SRE.

În 2020, obiectivul de reducere a emisiilor de GES până în 2030 a crescut la 55% în scopul asigurării traiectoriei necesare pentru atingerea neutralității climatice în 2050, un obiectiv asumat prin Pactul Ecologic European, ca strategie pentru neutralitate climatică și, de asemenea, pachetul de propuneri legislative „Fit for 55%” publicat de Comisia Europeană la 14 iulie 2021 care propune un obiectiv mai ambițios pentru ponderea energiei din surse regenerabile (SRE) în 2030, și anume 40%.

Pe lângă politicile și strategiile adoptate la nivel comunitar, prezenta documentație s-a elaborat și în conformitate cu legislația națională. Lista de standarde și norme de mai jos cuprinde doar reglementările semnificative.

Ea nu este nici limitativă și nici exhaustivă, iar cei ce vor folosi acest document pentru punerea în operă (indiferent dacă este vorba de proiectare, furnizare de materiale și/sau echipamente, execuție sau punere în funcțiune) o vor utiliza ca punct de plecare și o vor actualiza și completa corespunzător scopului lor de activitate.

Proiectul este întocmit în conformitate cu legislația românească în vigoare, dintre documentele de referință amintim:

- HG nr. 907 din 29 noiembrie 2016 privind aprobarea conținutului cadru al studiului de fezabilitate;
- Reglementările și prescripțiile de proiectare aplicabile în domeniu;
- Tehnologia de execuție uzuală aplicabilă în cazul lucrărilor avute în vedere;
- Documentațiile tehnice pentru echipamentele considerate.

legislația în domeniul energiei:

- Legea nr.13/2007 a energiei electrice, publicată în Monitorul Oficial al României nr.51/23.01.2007, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 1069/2007 privind aprobarea Strategiei energetice a României pentru perioada 2007-2020;
- OG nr. 22 /2008 privind eficiența energetică și promovarea utilizării la consumatorii finali a surselor regenerabile de energie cu modificările și completările ulterioare.

dar și legislația primară în domeniul SRE:

- Legea energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare
- HG nr. 1069/2007 privind aprobarea Strategiei energetice a României pentru perioada 2007-2020;
- HG nr. 443/2003 privind promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile de

- energie;
- HG nr.1429/2004 pentru aprobarea Regulamentului de certificare a originii energiei electrice produse din surse regenerabile de energie;
 - HG nr. 1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie;
 - HG nr. 958/2005 pentru modificarea HG nr. 443/2003 privind promovarea producției de energie electrica din surse regenerabile de energie și pentru modificarea și completarea HG nr. 1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie;
 - HG nr. 750 pentru aprobarea Schemei de ajutor de stat regional pentru valorificarea resurselor regenerabile de energie;
 - HG nr.1661/2008 privind aprobarea Programului național pentru creșterea eficienței energetice și utilizarea surselor regenerabile de energie în sectorul public pentru anii 2009-2010;
 - Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie.

Primăria Comunei Mătășari va face apel la orice program de investiții de la nivel local sau european pentru implementarea proiectului „Construire parc fotovoltaic, comuna Mătășari, Județul Gorj”, în vederea reducerii emisiilor de CO₂ și a consumului de energie electrică din rețeaua de distribuție, prin instalarea unor sisteme de producție energie din surse regenerabile.

Principalele rezultate preconizate sunt reprezentate de producția majorată a energiei din surse regenerabile și în același timp, contribuirea la creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice și termice din surse regenerabile mai puțin exploatate și reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin translatarea unei părți din cantitatea de combustibili fosili utilizați în fiecare an, precum cărbune sau gazul natural în sectorul de producere de energie din surse regenerabile.

Scenariile propuse spre analiză, echipamentele utilizate în formarea centralei electrice fotovoltaice au fost alese cu respectarea legislației actuale de mediu, a normelor tehnice emise de autoritățile competente și a recomandărilor instituțiilor financiare aplicabile în proiectare și cerințele asiguratorilor a beneficiarului: **Comuna Mătășari**.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Comuna Mătășari din jud. Gorj deține domeniu de activitate administrarea publică a comunei și efectuează implementarea politicii publice guvernamentale.

Comuna Mătășari situată în partea de sud-vest a județului Gorj, localitatea Mătășari se află la 40 km distanță de Târgu Jiu și la 20 km depărtare de Rovinari și Motru

Localitatea Mătășari este legată la rețeaua de drumuri publice din teritoriu prin DJ 673A, Strâmba Vulcan-Mătășari-Bolboși ce face legătura între DN 67 și DJ 673 aproximativ 30 km.

Conform recensământului efectuat în 2021, populația comunei Mătășari se ridică la 4.694 de locuitori.

Mătășari este o comună în județul Gorj, Oltenia, România, formată din satele Brădet, Brădețel, Croici, Mătășari (reședința) și Runcurel.

Comuna Mătășari se află într-o depresiune subcarpatică față de „Subcarpații getici” din nord-estul acestei regiuni, dintre râurile Motru și Gilort-Olteț, învecinată cu alte depresiuni, cum sunt depresiunea Celei-Tismana, Padeș-Motru și în chiar marginea a ceea ce s-ar putea numi depresiunea Bujorăscului, acolo unde aceasta e impusă de vârfurile de lance ale luncilor dinspre miazăzi. Triunghiul format din localitățile Mătășari-Motru-Ciuperceni este, din punct de vedere geologic, rezultatul unor formațiuni și straturi străvechi din epocile geologice de după eocen-miocen, adică pliocen-pleistocen, cu statornicire în cuaternar. Zona unde se află Comuna Mătășari e o zonă în același timp colinară, subcolinară și de depresiune plată, cu un climat propice diverselor culturi.

Principala deficiență actuală a amplasamentului este reprezentată de amprenta de carbon ce rămâne în urma utilizării energiei electrice din rețeaua electroenergetică, dar și de costurile ridicate în raport cu energia electrică consumată.

Astfel, Construire parc fotovoltaic, comuna Mătășari, Județul Gorj reprezintă o soluție optimă pentru analiza reducerii costurilor în urma producției de energie electrică verde.

Obiectivul general al proiectului este următorul:

- Reducerea costurilor cu energia electrică ale Beneficiarului prin dezvoltarea unei surse proprii de energie regenerabilă.

Obiectivele specifice ale proiectului sunt următoarele:

- Realizare unei centrale electrice fotovoltaice (CEF) cu o putere maximă de vârf de 160.29 kWp;
- Racordarea CEF la rețeaua de distribuție;
- Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (CO₂) cu 101,52 Echivalent tone de CO₂/an.

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

Într-un context din ce în ce mai globalizat, politica energetică a României se realizează în cadrul schimbărilor și evoluțiilor ce au loc pe plan național și european. În acest context, politica energetică a României trebuie să fie corelată cu documente similare existente la nivel european pentru a asigura convergența politicii țării noastre cu politica Uniunii Europene în domeniu.

Strategia energetică va urmări îndeplinirea principalelor obiective ale noii politici energie – mediu ale Uniunii Europene, obiective asumate și de România.

Prin dezvoltarea centrale electrice fotovoltaice contribuim la îndeplinirea țăintelor angajate de România în perspectiva anului 2030, și de asemenea, reducem amprenta de carbon a sectorului energetic. Ținând cont de ultimele inovații tehnologice și gradul ridicat de competitivitate din domeniul echipamentelor aferente centralelor electrice fotovoltaice, costurile de investiție sunt mai scăzute comparativ cu investiția în alte instalații de producere de energie din surse regenerabile, precum parcurile eoliene. De asemenea, o centrală electrică fotovoltaică prezintă costuri reduse cu întreținerea pe perioada de operare, dar și costuri reduse pentru scoatere din funcțiune (echipamentele sunt reciclabile integral).

Luând în considerare potențialul solar ridicat al României (aprox. 210 de zile însorite pe an) și avantajele energiei solare, impactul pozitiv al acestor instalații asupra comunității, dar și contextul energetic actual, o astfel de investiție este foarte oportună din punct de vedere tehnico-economic.

a) Analiza datelor de producție

Beneficiarul a pus la dispoziție date de consum pentru 12 luni. Astfel s-a putut realiza o comparație aproximată a consumului cu producția centralei fotovoltaice.

La puterea instalată recomandată de **160.29 kWp**, producția anuală a centralei fotovoltaice este de **165,92 MWh/an**. De asemenea, s-a redus consumul de CO₂ prin evitarea a minim 101,52 tone/an.

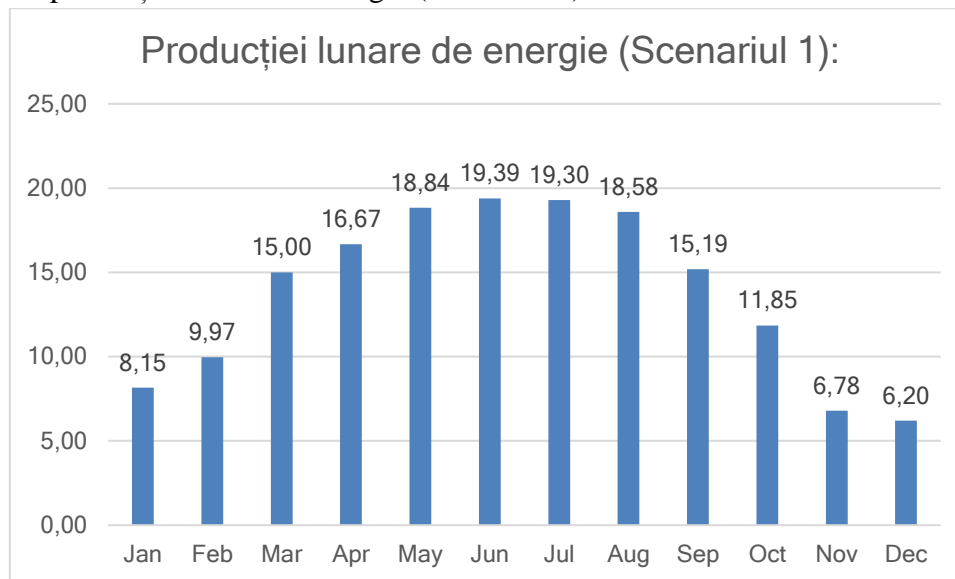
Pentru **scenariul 1** este prezentată producția centralei fotovoltaice astfel:

Rezultatele simulării

Puterea instalată în kWp a generatorului fotovoltaic	160.29 kWp
Randamentul anual specificat	1,034.88 kWh/kWp
Producția anuală a centralei fotovoltaice	165,92 MWh/an
Emisii de CO ₂ evitate	101,52 tone/an

Rezultatele au fost determinate folosind software-ul de proiectare centrale fotovoltaice PVSOL; în calculul producției s-au luat în considerare și umbririle inerente datorate amplasării panourilor fotovoltaice. Randamentele reale din sistemul de energie solară pot diferi ca urmare a variației vremii, a eficienței modulelor și invertoarelor, precum și a altor factori.

Graficul producției lunare de energie (Scenariul 1):



Proгноza anuală a producției de energie electrică în Scenariul 1, pe durata de funcționare a centralei PV (20 de ani):

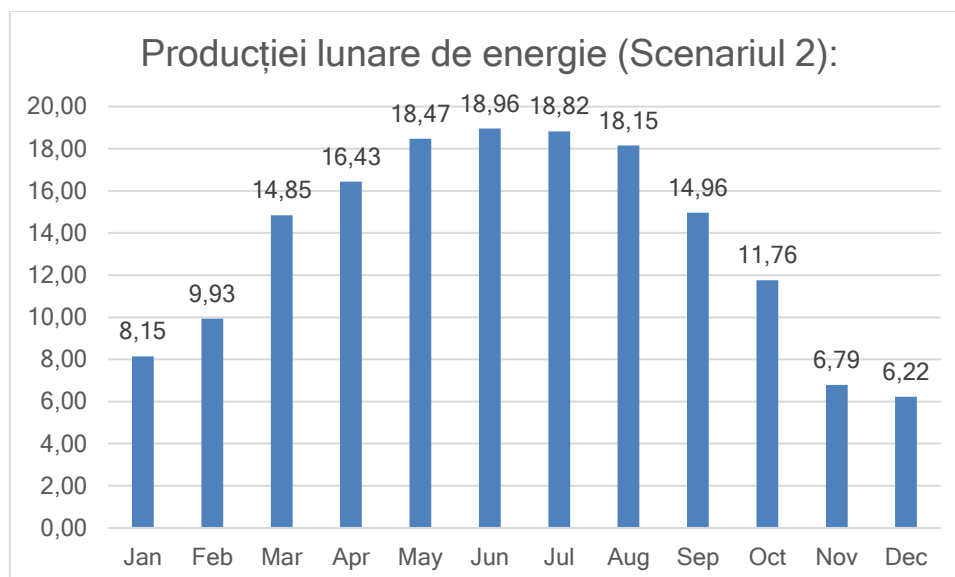
Anul de funcționare	Producția de energie electrică [MWh/an]
1	165.92
2	164.97
3	163.24
4	161.65
5	160.18
6	158.83
7	157.59
8	156.45
9	155.40
10	154.43
11	153.54
12	152.71
13	151.96
14	151.26
15	150.62
16	150.03
17	149.49
18	148.99
19	148.53
20	148.11
TOTAL	3103.90

Prin instalarea unei capacități a centralei PV de 160.29 kWp, producția de energie electrică estimată este de minim 165.92 MWh (în primul an de funcționare) și un total de minim 3103.90 MWh (în 20 ani de funcționare).

Pentru **scenariul 2** sunt prezentate următoarele valori:

<i>Rezultatele simulării</i>	
Puterea instalată în kWp a generatorului fotovoltaic	158.40 kWp
Randamentul anual specificat	1031.67 kWh/kWp
Producția anuală a centralei fotovoltaice	163,49 MWh/an
Emisii de CO ₂ evitate	100,03 tone/an

Graficul producției lunare de energie (Scenariul 2):



Proгноza anuală a producției de energie electrică în Scenariul 2, pe durata de funcționare a centralei PV (20 de ani):

Anul de funcționare	Producția de energie electrică [MWh/an]
1	163.49
2	162.55
3	160.85
4	159.28
5	157.84
6	156.51
7	155.28
8	154.16
9	153.12
10	152.17
11	151.29
12	150.48
13	149.73
14	149.05
15	148.42
16	147.83
17	147.30
18	146.81
19	146.35
20	145.94
TOTAL	3058.45

Prin instalarea unei capacități a centralei PV de 158.40 kWp, producția de energie electrică estimată este de minim 163.49 MWh (în primul an de funcționare) și un total de minim 3058.45 MWh (în 20 ani de funcționare).

b) Dimensionarea consumului

Analiza cantitativă a consumurilor energetice ale obiectivelor care sunt în subordinea Primăriei comunei Mătășari, se bazează pe datele înregistrate în perioada (Noiembrie 2022 – Octombrie 2023).

Perioadă consum	Loc de consum	Consum energie electrică [MWh]
	ILUMINAT PUBLIC MATASARI	22.510
	SEDIU PRIMARIE MATASARI	12.880
	SC.GEN.1-8MATASARI	595
	ILUMINAT PUBLIC BRADETEL	11.162
	ILUMINAT PUBLIC MATASARI NR 3	4.398
	ILUMINAT PUBLIC RUNCUREL 1	9.111
	SCOALA GENERALA RUNCUREL	-469
	SCOALA BRADET	-2.443
	SCOALA BRADET	0
	SCOALA BRADETEL	-275
Martie	SCOALA CROICI	-289
Aprilie	ILUMINAT PUBLIC NR2 RUNCUREL	4.392
Mai	ILUMINAT PUBLIC NR 2 CROICI	6.427
Iunie	ILUMINAT PUBLIC NR 1 CROICI	10.415
Iulie	ILUMINAT PUBLIC NR 1 MATASARI	11.612
August	SEDIU ADMINISTRATIV II	-794
Septembrie	IL PUBLIC MATASARI AFERENT PCZ NR 2	18.32
Octombrie	IL PUBLIC MATASARI AFERENT PCZ NR 3	9.777
Decembrie	ILUMINAT PUBLIC MATASARI	7.872
Ianuarie	ILUMINAT PUBLIC MATASARI	5.020
Februarie	BISERICA MATASARI (GJ)	3.120

	AGENTIE MATASARI_2004	2.546
	CAMIN CULTURAL BRADET	395
	SALA MULTIFUNCTIONALA	6.165
	PIATA AGROALIMENTARA MATASARI	1.929
	IL PUB BRADET 2	30.259
	IL.PUBLIC BRADET	8.567
	TOTAL	166.714

Cantitatea totală de energie electrică consumată în perioada Noiembrie 2022 – Octombrie 2023 este de: 166.714 kWh/an.

c) *Prezentarea consumatorilor existenți*

Comuna Mătășari prezintă o serie de consumatori, din care fac parte școli, grădinițe, cămine sau utilități:

Nr. Ctr	Obiective	Consum (KWh/an)
1	ILUMINAT PUBLIC MATASARI	22.510
2	SEDIU PRIMARIE MATASARI	12.880
3	SC.GEN.1-8MATASARI	595
4	ILUMINAT PUBLIC BRADETEL	11.162
5	ILUMINAT PUBLIC MATASARI NR 3	4.398
6	ILUMINAT PUBLIC RUNCUREL 1	9.111
7	SCOALA GENERALA RUNCUREL	-469
8	SCOALA BRADET	-2.443
9	SCOALA BRADETEL	0
10	SCOALA CROICI	-275
11	ILUMINAT PUBLIC NR2 RUNCUREL	-289
12	ILUMINAT PUBLIC NR 2 CROICI	4.392
13	ILUMINAT PUBLIC NR 1 CROICI	6.427
14	ILUMINAT PUBLIC NR 1 MATASARI	10.415
15	SEDIU ADMINISTRATIV II	11.612
16	IL PUBLIC MATASARI AFERENT PCZ NR 2	-794
17	IL PUBLIC MATASARI AFERENT PCZ NR 3	1.832
18	ILUMINAT PUBLIC MATASARI	9.777
19	ILUMINAT PUBLIC MATASARI	7.872
20	BISERICA MATASARI (GJ)	5.020

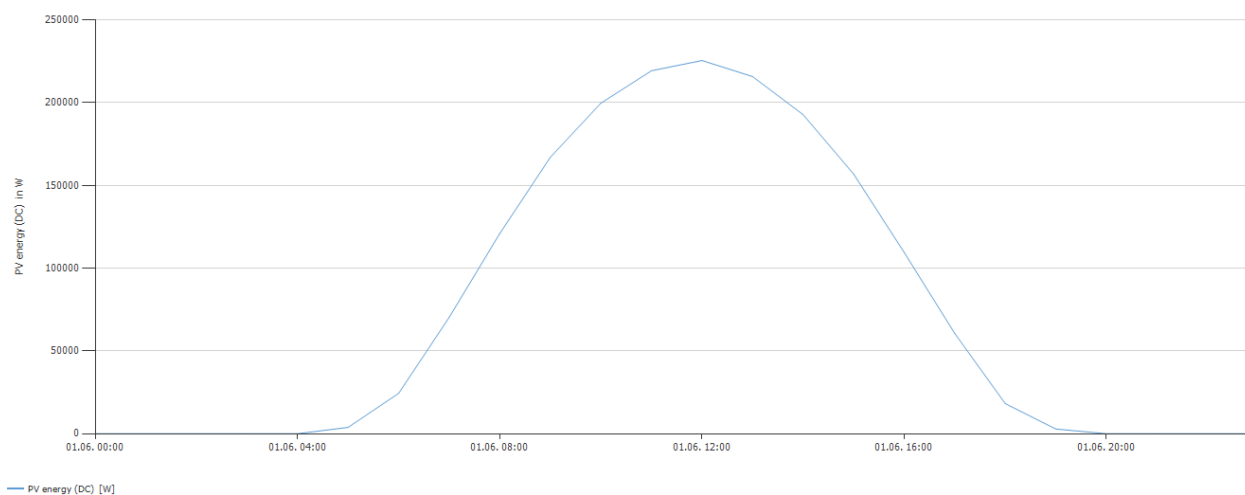
21	AGENTIE MATASARI_2004	3.120
22	CAMIN CULTURAL BRADET	2.546
23	SALA MULTIFUNCTIONALA	395
24	PIATA AGROALIMENTARA MATASARI	6.165
25	IL PUB BRADET 2	1.929
26	IL.PUBLIC BRADET	30.259
Total		166.714

d) *Prezentarea consumatorilor previzionați*

- Nu este cazul

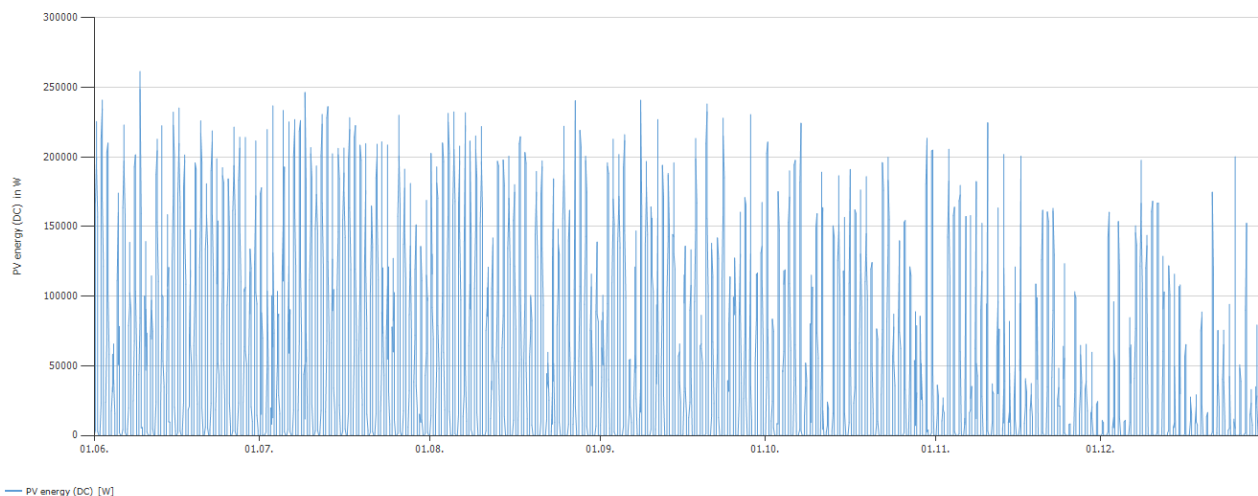
e) *Prezentarea curbei zilnice de producție a centralei fotovoltaice*

Graficul de mai jos prezintă o simulare a producției centralei fotovoltaice, realizat în programul dedicat sistemelor solare PVSOL. Acesta este reprezentat orar, pe timpul unei zile din luna iulie. Se observă faptul că producția este mai mare în intervalul orar 10:00 – 15:00.



f) *Prezentarea curbei anuale de producție a centralei fotovoltaice*

Graficul de mai jos reprezintă simularea producției centralei PV în decursul unui an.



g) *Calculul performanței sistemului instalat*

Pentru a calcula performanța sistemului instalației se utilizează formula:

$$PR = \frac{\text{Energia fotovoltaică (curent alternativ) minus consumul în Standby}}{[(\text{Radiația globală pe modul} - \text{Reflexia pe suprafața modulului}) * \text{Aria modulului} * \text{Eficiența nominală a modulului}]}$$

$$PR = 169789.06 \text{ kWh} / [(1124.07 \text{ kWh/m}^2 - 0 \text{ kWh/m}^2) * 707.81 \text{ m}^2 * 22.65\%]$$

Conform acestui calcul, confirmat și de valoarea indicată de raportul PVSOL, raportul de performanță este:

$$PR = 0.94$$

Bilantul energetic al sistemului fotovoltaic

Bilantul energetic al sistemului fotovoltaic

Radiatia globala - orizontala	1,364.69 kWh/m²	
Abaterea de la spectrul standard	-13.65 kWh/m ²	-1.00 %
Reflectie la sol (Albedo)	18.10 kWh/m ²	1.34 %
Orientarea si inclinarea suprafetei modulului	168.58 kWh/m ²	12.31 %
Umbrire	-413.65 kWh/m ²	-26.90 %
Reflectie pe suprafata modulului	0.00 kWh/m ²	0.00 %
Radiatia globala pe modul	1,124.07 kWh/m²	
	1,124.07 kWh/m ²	
	x 707.811 m ²	
	= 795,631.75 kWh	
Radiatia globala fotovoltaica	795,631.75 kWh	
Poluare	0.00 kWh	0.00 %
Conversie STC (Eficienta nominala a modulului 22.65 %)	-615,430.82 kWh	-77.35 %
Energia fotovoltaica nominala	180,200.93 kWh	
Performanta la lumina scazuta	-5,171.15 kWh	-2.87 %
Abatere de la temperatura nominala a modulului	-905.01 kWh	-0.52 %
Diode	-870.62 kWh	-0.50 %
Nepotrivire (informatii despre producator)	-3,465.08 kWh	-2.00 %
Nepotrivire (Configurare/ Umbrire)	0.00 kWh	0.00 %
Energie fotovoltaica (curent continuu) fara reglare in jos a inverterului	169,789.06 kWh	
Nu se ajunge la iesirea de pornire DC	-17.32 kWh	-0.01 %
Reglare in jos din cauza intervalului de tensiune MPP	0.00 kWh	0.00 %
Reglare in jos din cauza curentului continuu maxim	0.00 kWh	0.00 %
Reglare in jos din cauza puterii maxime de curent continuu	0.00 kWh	0.00 %
Reglare in jos din cauza raportului maxim dintre puterea de curent alternativ si cos phi	0.00 kWh	0.00 %
Ajustare MPP	-19.33 kWh	-0.01 %
Energie fotovoltaica (curent continuu)	169,752.41 kWh	
Energia la intrarea inverterului	169,752.41 kWh	
Abaterea tensiunii de intrare de la tensiunea nominala	-100.46 kWh	-0.06 %
Conversie Curent Continu/ Curent Alternativ	-3,731.08 kWh	-2.20 %
Consumul in standby (Invertor)	-40.49 kWh	-0.02 %
Pierderi totale de cablu	0.00 kWh	0.00 %
Energie fotovoltaica (curent alternativ) minus consumul in standby	165,880.38 kWh	
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ)	165,920.87 kWh	

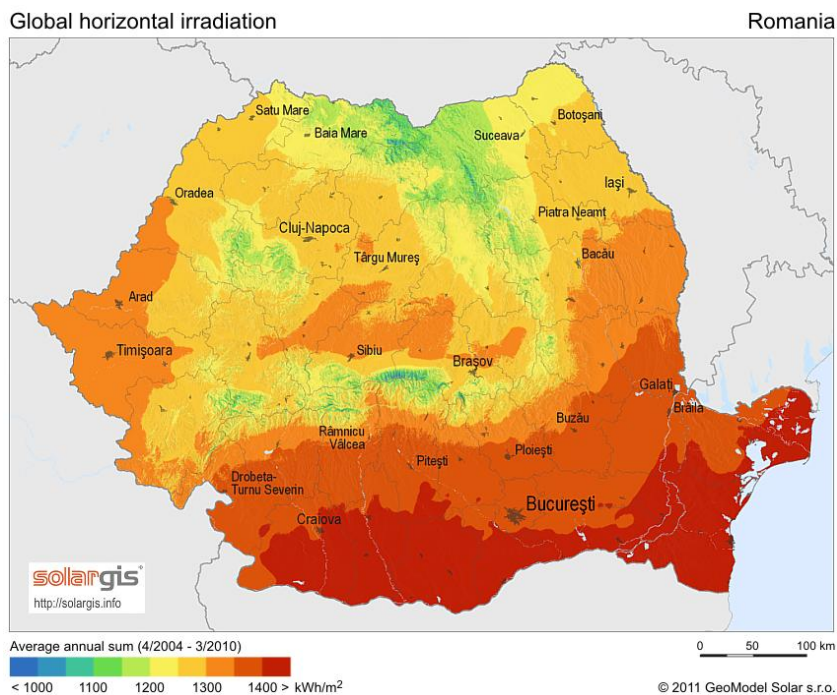
Raportul detaliat rezultat în urma dimensionării centralei electrice fotovoltaice a fost realizat în software-ul de proiectare PVSOL și este parte anexată (Anexa 12) prezentei documentații tehnice.

h) Evaluarea potențialului solar

Iradianța reprezintă cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Iradianța medie extraterestră la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ 1.36 kW/m^2 . Întrucât orbita Pământului în jurul Soarelui este una eliptică, distanța dintre cele două corpuri cerești variază cu $\pm 3.4\%$ pe parcursul unui an (rotație completă a Pământului în jurul Soarelui). Iradianța solară ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ $1.75 \times 10^5 \text{ TW}$. Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului, $1.05 \times 10^5 \text{ TW}$ lovesc continuu suprafața Pământului.

Prin comparație, necesarul anual de energie electrică la nivel mondial, în anul 2018 a fost cca. 22.50 TWh (cu o producție estimată de 26.70 TWh).

Din punct de vedere al potențialului solar România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de $1000 - 1300 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ cu o valoare tehnic fezabilă de $600 - 800 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Nordul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de $1600 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$.



Harta României privind Potențialul Solar

Se poate observa din imaginea de mai sus că în județul Gorj unde este situată **Primăria comunei Mătășari**, se află o regiune optimă pentru amplasarea centralei fotovoltaice, deoarece radiația solară în respectiva zonă este favorabilă, înregistrând o valoare aproximativă de $1350-1400 \text{ kWh/m}^2$.

Implementarea sistemelor fotovoltaice de producere a energiei electrice aduce două categorii de beneficii:

- este generată o scădere a facturii energiei electrice prin auto-furnizarea unei ponderi din totalul de energie electrică necesară;
- este generată o reducere proporțională a amprentei de dioxid de carbon.

Pentru determinarea producției prognozate de energie electrică se va lua în calcul faptul că puterea nominală a panourilor fotovoltaice propuse este obținută la o iradiere standard de 1 kW/m^2 , o

temperatură a celulei de 25°C și o valoare de referință a masei aerului de 1.5. Pentru simplificare, s-a neglijat dependența randamentului panourilor de variația temperaturii medii ambientale care, pentru majoritatea panourilor fotovoltaice, deține o valoare de -0.4%/°C.

În vederea evaluării potențialului solar în amplasamentul ce face obiectul Studiului de Fezabilitate, se va utiliza platforma pusă la dispoziție de către Comisia Europeană – PVGIS SARAII.

După cum se poate observa în imaginea de mai jos, nivelul mediu al radiației solare are valori cuprinse între 44.22 kWh/m² în luna decembrie și 190.31 kWh/m² în luna iulie.



PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

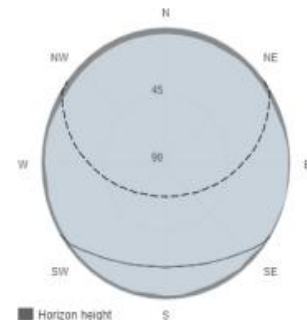
Provided inputs

Latitude/Longitude: 44.852,23.059
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-SARAH2
Start year: 2020
End year: 2020

Variables included in this report:

Global horizontal irradiation: No
Direct Normal Irradiation: No
Global irradiation optimum angle: Yes
Global irradiation at angle °: No
Diffuse/global ratio: No
Average temperature: No

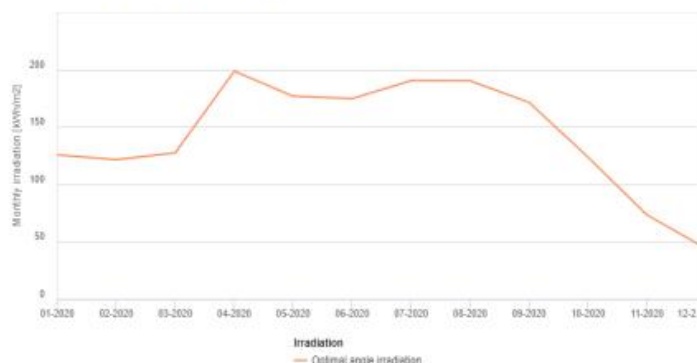
Outline of horizon at chosen location:



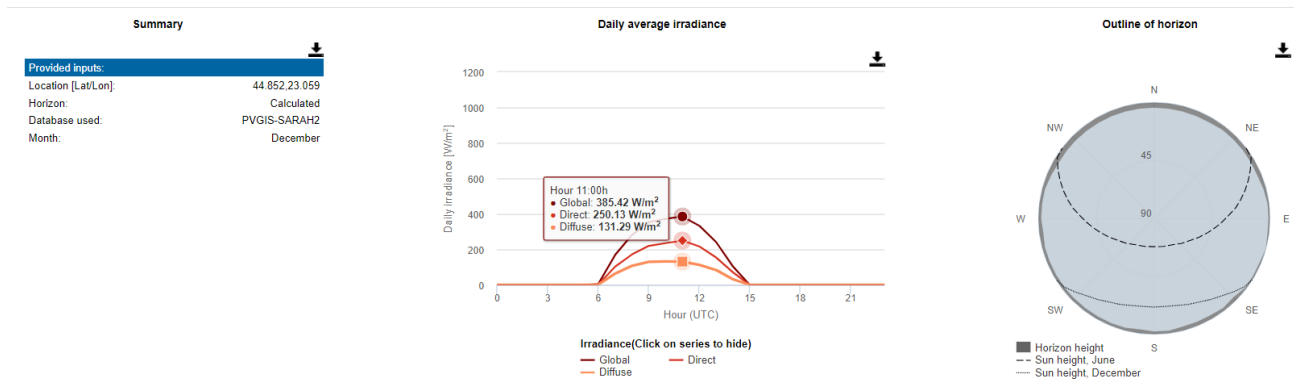
Global irradiation optimum angle

Month	2020
January	125.59
February	121.48
March	127.46
April	198.59
May	176.65
June	174.63
July	190.31
August	190.18
September	171.34
October	123.53
November	73.3
December	44.22

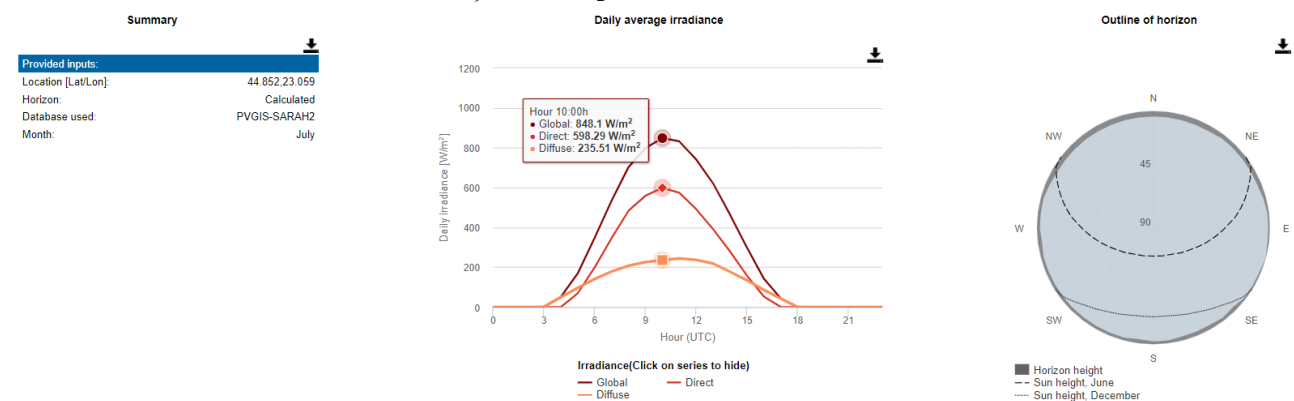
Monthly solar irradiation estimates



Valoarea de vârf a radiației solare pentru luna decembrie este de 250.13 W/m^2 .



Iar valoarea de vârf a iradianței solare pentru luna iulie este de 598.29 W/m^2 .



Potențialul solar disponibil în amplasamentul **Primăriei comunei Mătășari** este așadar atractiv pentru dezvoltarea unui proiect de producere a energiei electrice prin cadrul unei centrale fotovoltaice, iar eficiența tehnică și financiară a acestuia va fi direct dependentă de randamentul real al centralei fotovoltaice.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Proiectul prevede amplasarea panourilor fotovoltaice în Comuna Mătășari, Județul Gorj, pentru producerea de energie electrică din surse regenerabile. Puterea instalată recomandată este de 160.29 kWp . Având teren disponibil, o soluție este realizarea unei centrale fotovoltaice amplasată pe sol.

Investiția „Construire parc fotovoltaic, comuna Mătășari, Județul Gorj” are ca principal obiectiv producția energiei electrice din surse regenerabile pentru consum propriu prin instalarea de noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile.

Aceasta are un impact pozitiv asupra reducerii emisiilor de carbon în atmosferă, cu o eficiență mai mare din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă.

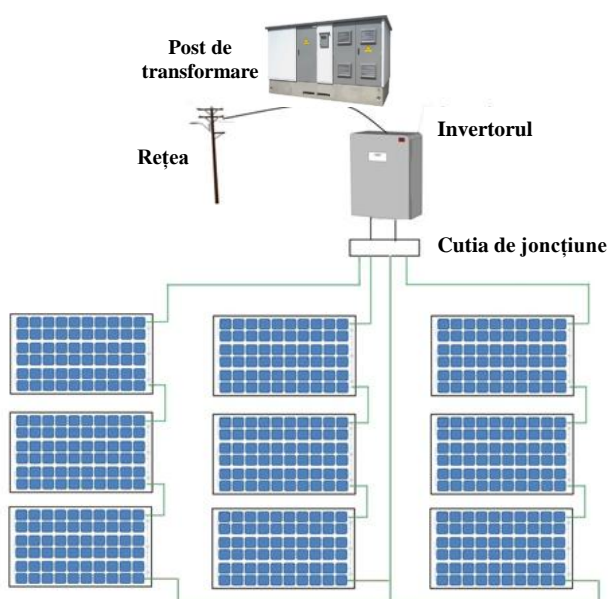
Obiectivul general al proiectului este următorul:

- Reducerea costurilor cu energia electrică a Primăriei Comunei Mătășari prin dezvoltarea unei surse proprii de energie regenerabilă.

Obiectivele specifice ale proiectului sunt următoarele:

- Realizarea unei centrale electrice fotovoltaice (CEF) cu o putere maximă de vârf de 160.29 kWp;
- Racordarea CEF la rețeaua de distribuție;
- Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (CO₂).

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



Invertoarele de tip *string* grupează panourile solare în serie. Se pot conecta mai multe serii de panouri la un singur invertor centralizat, ce transformă curentul continuu produs de panouri, în curent alternativ utilizabil.

Invertoarele de tip string sunt dispozitive utilizate în domeniul conversiei energiei, mai precis pentru transformarea energiei electrice de la panourile solare fotovoltaice în energie electrică utilizabilă în rețelele de distribuție.

Acestea prezintă mai multe avantaje în contextul sistemelor fotovoltaice:

- ✓ **Eficiență energetică:** Invertoarele de tip string pot oferi o eficiență energetică ridicată în transformarea energiei solare în energie electrică. Aceasta este crucială pentru a asigura maximizarea producției de energie din panourile solare.
- ✓ **Optimizarea performanțelor:** Aceste invertoare sunt proiectate pentru a maximiza randamentul sistemului fotovoltaic, adaptându-se la condițiile de iluminare și la variabilitatea tensiunii produse de panouri. Astfel, contribuie la obținerea unor performanțe mai bune și constante ale sistemului.
- ✓ **Monitorizare și control avansat:** Invertoarele de tip string sunt echipate adesea cu funcții de monitorizare avansate, ceea ce permite proprietarilor sistemelor fotovoltaice să urmărească și să evalueze eficiența producției de energie. De asemenea, acestea pot fi controlate și ajustate de la distanță pentru a optimiza funcționarea sistemului.
- ✓ **Costuri reduse:** Comparativ cu invertoarele de tip central, invertoarele de tip string pot aduce economii de cost în implementarea sistemelor fotovoltaice de dimensiuni mici și medii, deoarece fiecare panou solar nu necesită un invertor individual. În schimb, panourile solare sunt grupate în "string-uri" și conectate la un singur invertor.
- ✓ **Durabilitate și fiabilitate:** Invertoarele de tip string pot fi proiectate pentru a rezista în condiții de mediu variate, precum expunerea la radiații solare, umiditate sau fluctuații de temperatură. Aceasta poate duce la o durată de viață mai lungă și o funcționare mai stabilă în comparație cu anumite alte tipuri de invertoare.

- ✓ Adaptabilitate și extensibilitate: Invertoarele de tip string sunt adesea construite într-o manieră modulară, ceea ce înseamnă că sistemul poate fi extins ușor prin adăugarea de noi string-uri de panouri solare și invertoare corespunzătoare.
- ✓ Compatibilitate cu sistemele existente: În multe cazuri, invertoarele de tip string pot fi integrate în sistemele solare fotovoltaice deja existente, aducând beneficii îmbunătățite fără a necesita schimbări majore în infrastructura existentă.

Celule solare

Celulele solare monocristaline cu siliciu sunt un tip de tehnologie fotovoltaică larg utilizată pentru a converti energia solară în energie electrică. Aceste celule sunt realizate dintr-un singur cristal de siliciu, ceea ce le conferă o structură uniformă și o eficiență mai mare în captarea luminii solare. Deși celulele solare monocristaline au multe avantaje, ele pot fi mai costisitoare în comparație cu tehnologiile alternative, cum ar fi celulele policristaline sau amorf. În plus, eficiența și performanța reală a modulelor solare pot varia în funcție de calitatea producției, specificațiile tehnice și condițiile de instalare.

Celulele solare policristaline de siliciu sunt un alt tip comun de tehnologie fotovoltaică utilizat pentru a converti energia solară în energie electrică. Acestea sunt fabricate din blocuri multiple de siliciu cristalizat, în contrast cu celulele monocristaline, care sunt realizate dintr-un singur cristal.

Celulele solare amorf din siliciu (cunoscute și sub denumirea de celule solare subțiri sau celule solare a-Si) reprezintă o altă tehnologie importantă în domeniul conversiei energiei solare în energie electrică. Acestea se diferențiază de celulele monocristaline și policristaline prin faptul că sunt fabricate dintr-un siliciu amorf (fără o structură cristalină bine definită). Celulele amorf pot avea o performanță mai bună în anumite situații decât celelalte tipuri de celule solare. Ele pot fi avantajoase în cazul aplicațiilor specifice unde flexibilitatea, designul inovator sau performanța la temperaturi ridicate sunt prioritare.

Cota de piață curentă a tehnologiilor

Cotele de piață ale celor trei tehnologii majore de celule solare - monocristaline, policristaline și amorf - variază în funcție de regiuni, anul calendaric și evoluția tehnologică. Totuși, o perspectivă generală a acestora poate fi definită astfel:

- Celule monocristaline: Aceasta a fost tehnologia dominantă în ceea ce privește eficiența și performanța.
- Celule policristaline: Această tehnologie a câștigat o parte semnificativă a pieței datorită costurilor mai scăzute de producție și a performanței acceptabile. Deși eficiența lor este adesea mai mică decât cea a celulelor monocristaline, costurile mai reduse le-au făcut atractive pentru implementări de scară mare.
- Celule amorf: Această tehnologie a fost adesea asociată cu modulele subțiri și flexibile, potrivite pentru aplicații specifice, cum ar fi echipamentul solar și dispozitivele electronice portabile. Cota de piață a celulelor amorf este mai mică în comparație cu celulele cristaline, deoarece eficiența lor este mai redusă în general.

Pentru acest studiu de fezabilitate, s-au analizat două scenarii cu tehnologii și echipamente diferite, prezentate după cum urmează:

- **Scenariul 1** – Parc fotovoltaic cu module fotovoltaice monocristaline, cu o putere nominală de 585 Wp și invertoare de 100 kW, 50 kW respectiv 12 kW – puterea instalată în curent continuu de 160.29 kWp
- **Scenariul 2** – Parc fotovoltaic cu module fotovoltaice, cu o putere nominală de 450 Wp și invertoare 50 kW respectiv 12 kW – puterea instalată în curent continuu de 158.40 kWp – puterea instalată în curent alternativ de 162.00 kW.

3.1. Particularități ale amplasamentului

Descrierea amplasamentului prezentat în acest subcapitol, este valabilă pentru ambele scenarii de proiect (atât pentru scenariul 1, cât și pentru scenariul 2).

a) Descrierea amplasamentului

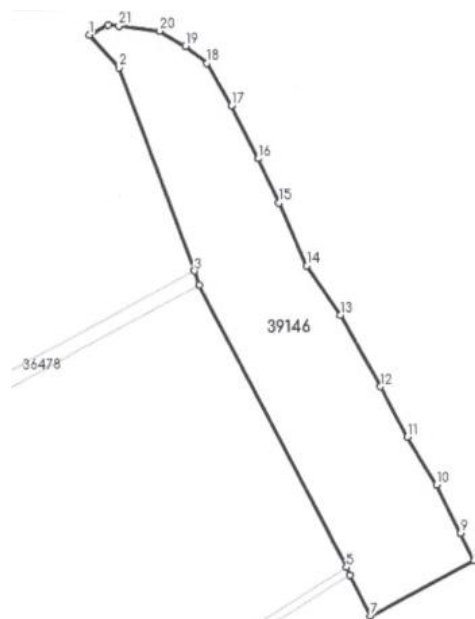


Comuna Mătășari se află într-o depresiune subcarpatică față de „Subcarpații getici” din nord-estul acestei regiuni, dintre râurile Motru și Gilort-Olteț, învecinată cu alte depresiuni, cum sunt depresiunea Celei-Tismana, Padeș-Motru și în chiar marginea a ceea ce s-ar putea numi depresiunea Bujorăscului, acolo unde aceasta e impusă de vârful de lance ale luncilor dinspre miazăzi. Triunghiul format din localitățile Mătășari-

Motru-Ciuperceni este, din punct de vedere geologic, rezultatul unor formațiuni și straturi străvechi din epocile geologice de după eocen-miocen, adică pliocen-pleistocen, cu statornicire în cuaternar. Zona unde se află Comuna Mătășari e o zonă în același timp colinară, subcolinară și de depresiune plată, cu un climat propice diverselor culturi, solul prezentând un puternic orizont argilos. Depozitele de roci ale zonei prezintă mai ales argile și nisipuri argiloase, nisipuri curate și marne, unde se găsesc puternice stratificări de lignit, iar către suprafață apărând, uneori în aflorimente (până la al doilea Război Mondial), cărbunele numit aici „sigă”.

Mătășari este o comună în județul Gorj, Oltenia, România, formată din satele Brădet, Brădețel, Croici, Mătășari (reședința) și Runcurel.

Amplasamentul face parte din Jud. Gorj și aparține **Primăriei Comunei Mătășari**, nr. Carte Funciară: 39146.



Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
39146	30.000	Imobil înregistrat în planul cadastral fara localizare certa datorita lipsei planului parcelar

b) Relații cu zone învecinate, cai de acces existente și/sau căi de acces posibile

Terenul pe care este amplasat parcul fotovoltaic se află pe spațiul extravilan al comunei Mătășari.

Localitatea Mătășari este legată la rețeaua de drumuri publice din teritoriu prin DJ 673A, Strâmba Vulcan-Mătășari-Bolboși ce face legătura între DN 67 și DJ 673 aproximativ 30 km.

Comuna Mătășari e situat în partea de nord-est a Olteniei, zona vestică a Podișului Getic, la îngemănarea acestuia spre nord cu o largă zonă intracolinară și de depresiuni, suind către Subcarpații Olteniei.

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

Terenul cu nr. cadastral: 39146 are următorii vecini:

- N-E – C.E Oltenia,
- N-V – proprietati particulare,
- S-V – proprietati particulare,
- S-E – C.E Oltenia,

d) Surse de poluare existente în zonă

În zonă nu există surse de poluare.

e) Date climatice și particularități de relief

Clima este temperat-continentală moderată cu influențe mediteraneene. Datorită configurației reliefului, clima este diferențiată în funcție de treptele de relief.

Temperaturile medii anuale cresc dinspre nord spre sud.

Vânturile dominante sunt cele nordice.

Flora și fauna județului sunt variate. Flora se compune din peste 2000 de specii de plante de tip submediteranean, pontic, balcanic și balcano-dacic.

Hidrografia

Rețeaua hidrografică de pe teritoriul județului Gorj, cu o densitate medie de 0,5 km/km², aparține unui singur bazin colector, Jiul (cu excepția a două sectoare de vale din zona de izvoare – respectiv Olteț, cu o lungime de 30 km, unde formează chei sălbatice, de o rară frumusețe, în partea de Nord Est a județului Gorj, și Cerna, în Nord Vest pe o lungime de 24 km) care adună apele afluenților săi de pe o suprafață de peste 4 000 km². În drumul său median prin județul Gorj, râul Jiu străbate aceste meleaguri de la Nord la Sud, pe o distanță de 133 km, primind numeroși afluenți pe partea dreaptă (Bratcu, Porcu, Șușița, Jaleș, Runcu, Bistrița gorjană, Tismana, Jilțu, Motru ș.a.) și pe stânga (Polatiștea, Sadu, Amaradia, Zlastu, Cioiana, Gilort ș.a.).

Vegetația și fauna

Vegetația naturală prezintă o etajare clară, de la Sud la Nord și cuprinde peste 2 000 de specii de plante superioare. Etajul pădurilor de foioase, extins în zona dealurilor subcarpatice și piemontane, care depășesc 200–300 m, cât și pe pantele munților, până la circa 1 600 m, este reprezentat mai întâi prin păduri de cer (*Quercus cerris*) și gârniță (*Quercus frainetto*) sau păduri de cer și de gorun (*Quercus petraea*), care alternează cu pajiști secundare și cu terenuri cultivate.

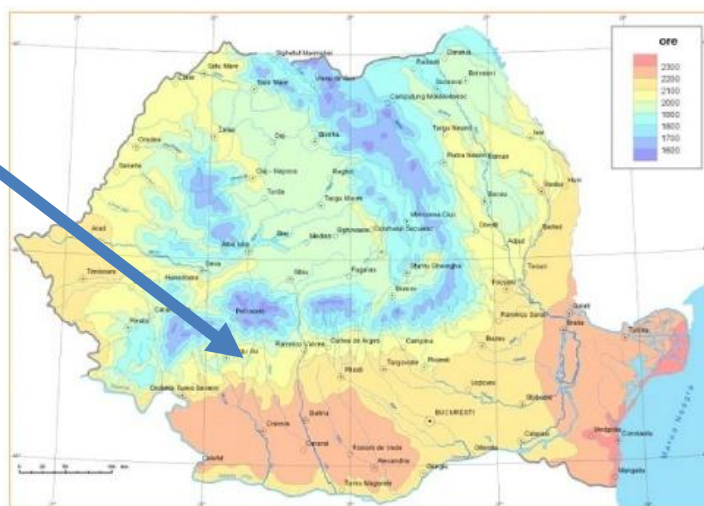
Fauna este diversă și bogată în specii, elementele predominante fiind cele de pădure, reprezentate prin urși, mistreți, căpriori, jderi, cerbi, pisici sălbatice, cocoși de munte, veverițe, râși, huhurezi etc.

Durată efectivă de stralucire a soarelui este de 2000 – 2100 ore.

Coordonate geografice ale instalației PV:

44°51'39.5"N– Latitudine nordică;

23°05'20.0"E– Latitudine estică.



Durata medie anuală de stralucire a soarelui (1961-2000)

Condiții climatice:

- ✓ Altitudine: 800-1800 m
- ✓ Conform P100/1-2013, „Cod de proiectare seismică – partea 1”, intensitatea pentru proiectarea hazardului seismic descrisă de valoarea de vârf a accelerației terenului, a_g (accelerația terenului pentru proiectare) determinată pentru intervalul mediu de recurență de referință (IMR) de 225 ani, corespunzător stării limită ultime (SLU) și 20% probabilitate de depășire în 50 ani, are valoarea $a_g=0.15g$. Valoarea perioadei de control (colț) a spectrului de răspuns este $T_c=0.7\text{sec}$.
- ✓ Din punct de vedere seismic, amplasamentul analizat se încadrează în macrozona de intensitate seismică „7” (Conform SR 11100/1-93 „Zonare seismică – Macrozonarea Teritoriului României”). Această valoare reprezintă o intensitate cu valoarea de 7 pe scara MSK, având o perioadă medie de revenire de 100 de ani (indicele 2).
- ✓ Încărcări climatice.
 - Conform CR1-1-3:2012, zona cercetată se încadrează în zona de calcul a valorii încărcării din zăpadă pe sol ($S_{0,k}$) de 2.0 kN/m^2 .
 - Conform Normativului CR1-1-4/2012, presiunea de referință a vântului pentru zona cercetată este de 0.4 kPa , iar conform SR EN 1991-1-4/NB: 2007 valoarea fundamentală a vitezei de referință a vântului este $V_{b,0} = 27 \text{ m/s}$.

Condiții de mediu:

- ✓ Nivel de poluare: gradul I (Slab) - Zone fără industrie și cu o densitate redusă de locuințe dotate cu instalații de încălzire proprii; conf. NTE001/03/00.
- ✓ Zona din punct de vedere al condițiilor climato-meteorologice conf. PE 106/2003: zona A
- ✓ Zona meteo din punct de vedere al indicelui cronokeraunic conform NTE001/03/00: zona B, caracterizată de următoarele valori
- durata medie anuală a orajelor pe 11 ani (1968-1978) este de 167 ore;
- numărul mediu de zile cu oraje pe 11 ani (1968-1978) este de 52 zile.

f) Existența unor rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate, posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată, existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate, terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională

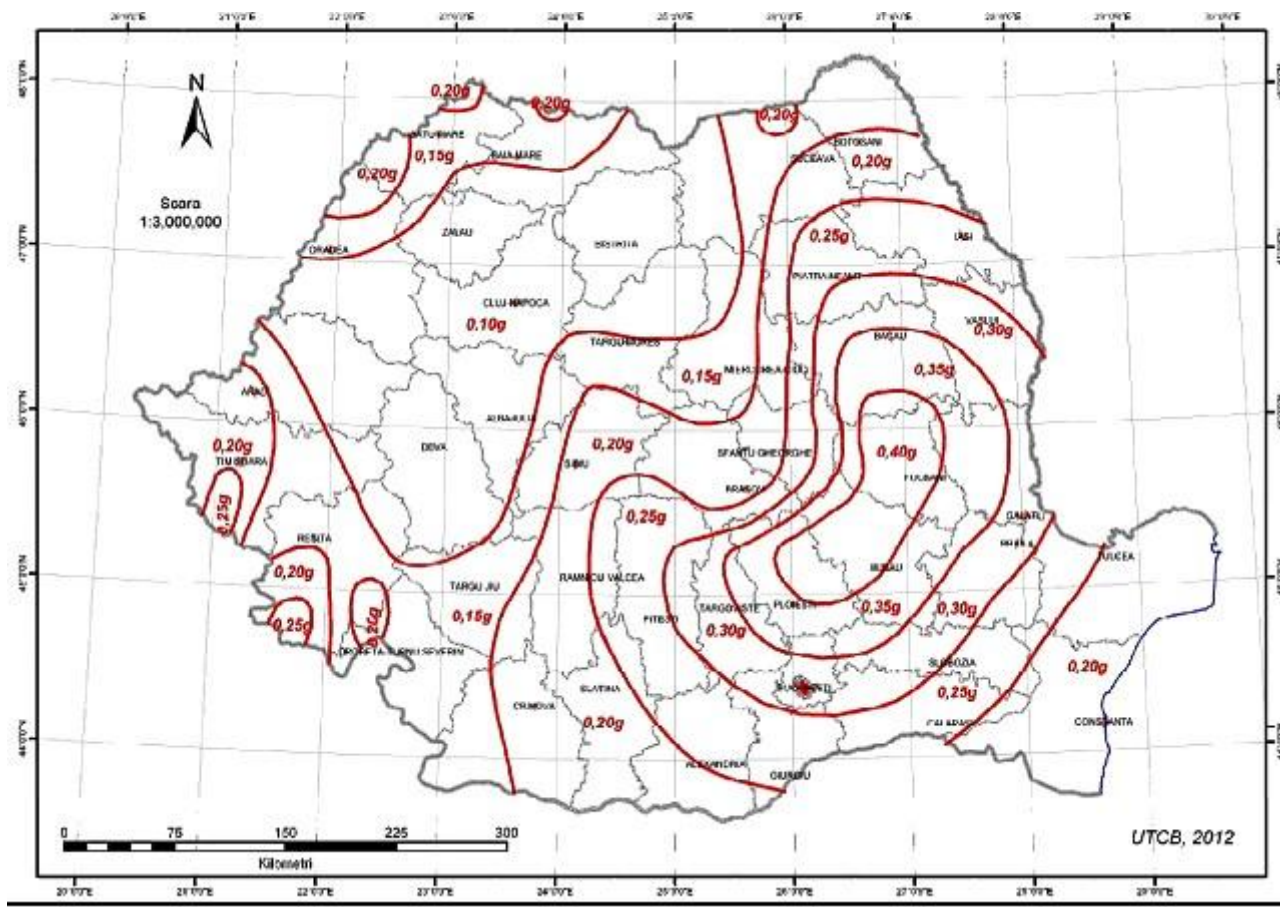
- Rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate – nu este cazul;
- Posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată – nu este cazul;
- Existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție - nu este cazul;
- Terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională – nu este cazul.

g) Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar

(i) date privind zonarea seismică;

În conformitate cu normativul P100-1/2013 zona se încadrează în următoarele condiții seismice :

- accelerația de vârf $- a_g = 0,15g$
- perioada de colț $- T_c = 0,70 s$



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

Calculul terenului de fundare a fost efectuat conform STAS 3300/2-85 determinându-se - presiunea conventionala - 250 kPa la adâncimea de 1,20 m.

Apa subterană a fost interceptată la adâncimea de 0,80 m la data efectuării prospecțiunii geotehnice. Din investigațiile zonei, s-a determinat existența unui strat acvifer cantonat în nisipurile și pietrișurile de umplutură la adâncimea de 0,50 - 10 m. Stratul acvifer este un strat care drenează în zona amplasamentului la baza masivului de steril și este cu nivel liber care variază în funcție de cantitatea de precipitații, cu o variație sezonieră în jur de 1,0 m.

Chimismul apelor, determinat în cadrul lucrărilor de studii ce se execută în zonă, relevă faptul că apa nu prezintă agresivitate față de metale și betoane.

(iii) date geologice generale;

Sectorul superior al bazinului hidrografic al Jițului, care include teritoriul comunei Mătășari, este poziționat în unitatea geomorfologică a Depresiunii Getice. Unitate de tranziție de la sectorul montan la extremitatea vestică a câmpiei Române, Depresiunea Getică este constituită din trei trepte morfologice distincte, extinse sub forma unor benzi dinspre VSV spre NNE.

Depresiunea getică este alcătuită din depozite neogene cu o structură relativ simplă. Spre nord, zona muntoasă este alcătuită din formațiunile cristalinelor danubian, respectiv șisturi cristaline (seria de Drăgășani, Seria Lainici - Păiuș), străbătute de masive de granite și granitoide. Acest cristalin suportă seria de Tulișa (Paleozoic metamorfozat) peste care se dispun depozite de vârstă permiană și mezozoică. În est ca și nord-vest, se află unitatea șariată (Pânza getică), alcătuită din roci cu un metamorfism avansat. De asemenea, apar sub forma unui petec izolat și șisturile de Vălari ce aparțin tot de domeniul getic. O a treia unitate este pânza de Severin, alcătuită din strate de Sinaia, care apare în regiunea Polovragi.

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

FACTORII RISCULUI GEOTEHNIC	DESCRIEREA SITUAȚIEI DIN AMPLASAMENTUL STUDIAT	PUNCTAJ ESTIMAT
Condiții de teren	Teren bun: Pământuri coezive cu plasticitate mare ($I_p > 20\%$): argile nisipoase, argile prăfoase și argile, având $e < 1.1$ și $I_c > 0.75$, în condițiile unei stratificații practic uniforme și orizontale.	2 puncte
Apa subterană	Fără epuimente	1 punct
Importanța construcției	Redusă	2 puncte
Vecinătăți	Fără riscuri	1 punct
Seismicitate	Zonă seismică de calcul : $a_g = 0,15g$; $T_c = 0,70$ s	2 puncte
PUNCTAJ TOTAL ESTIMAT		8 puncte
Punctajul final, obținut prin însumare este de 8 puncte, rezultă încadrarea geotehnică preliminară : “Risc geotehnic redus” și “Categorie geotehnică 1” - conform Normativului NP 074 / 2022.		

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

Obiectivul se încadrează în următoarele zone de risc, conform Planului de amenajare a teritoriului național – Secțiunea V – Zone de risc :

- cutremur : grad VII MSK – conform Anexa 3 din Studiul Geo anexat
- inundații : risc inexistent – conform Anexa 4 din Studiul Geo anexat
- alunecări de teren : risc ridicat de alunecări primare și reactivate – conform Anexa 7 . din Studiul Geo anexat

FACTORII RISCULUI GEOTEHNIC	DESCRIEREA SITUAȚIEI DIN AMPLASAMENTUL STUDIAT	PUNCTAJ ESTIMAT
Condiții de teren	Teren mediu : Umpluturi de proveniență cunoscută realizate organizat și conținând materii organice sub 5 % sau umpluturi necompactate inițial, cu o vechime mai mare de 10-12 ani..	3 puncte
Apa subterană	Fără epuimente	1 punct
Importanța construcției	Redusă	2 puncte
Vecinătăți	Fără riscuri	1 punct
Seismicitate	Zonă seismică de calcul : $a_g = 0,15g$; $T_c = 0,70$ s	2 puncte
PUNCTAJ TOTAL ESTIMAT		9 puncte

Punctajul final, obținut prin însumare este de 9 puncte, rezultă încadrarea geotehnică preliminară : **“Risc geotehnic redus”** și **“Categorია geotehnică 1”** - conform Normativului NP 0742022.

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

În zona studiată sunt strate acvifere, unul începând de la adâncimea de 1 m în pietrișurile de umplutură, care este un nivel freatic permanent cu o direcție de curgere spre est și sud, și care se găsește la 1 - 10 m de suprafața terenului. Chimismul apelor, determinat în cadrul lucrărilor de studii ce se execută în zonă, relevă faptul că apa nu prezintă agresivitate față de metale și betoane.

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

Soluțiile propuse către analiză descriu tipul de echipamente principale ale centralei fotovoltaice:

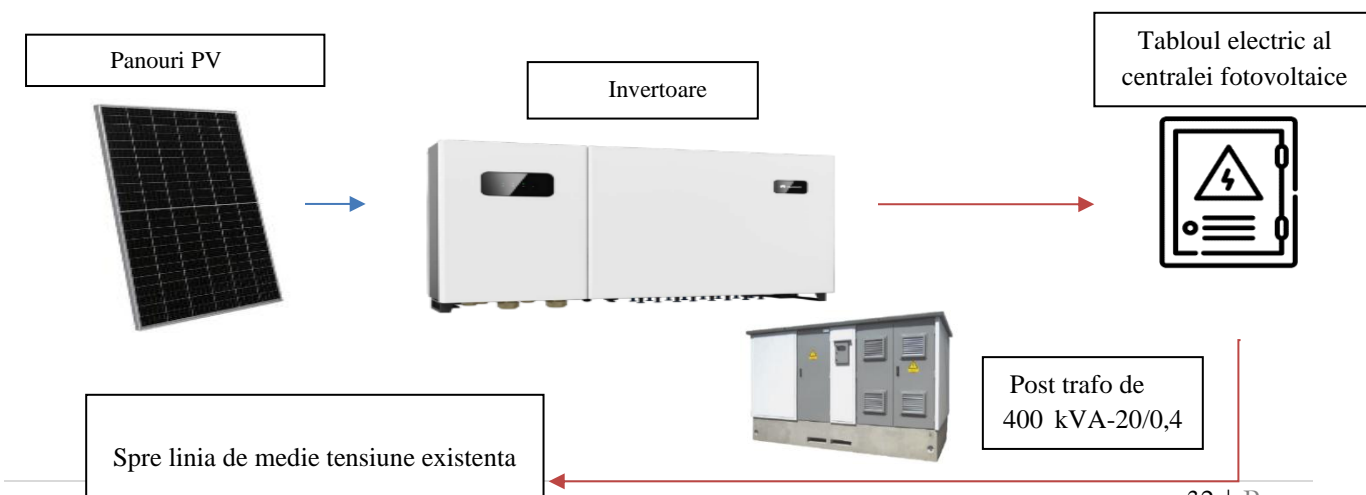
- ✓ Câmpul de panouri fotovoltaice;
- ✓ Invertoare de putere și sistemul de monitorizare/operare al centralei;

- ✓ Structura metalică cu fixare pe sol;
- ✓ Cabluri electrice și accesorii (DC și AC), cabluri de comunicație, instalația de împământare;

În urma documentației pusă la dispoziție de către Primăria Municipiului Pitești, a fost analizat terenul amplasamentului pentru instalarea panourilor fotovoltaice (conform simulării PVSOL):



- Schema bloc a centralei fotovoltaice propuse -



Scenariul 1 – Parc fotovoltaic cu module fotovoltaice monocristaline, cu o putere nominală de 585 Wp și invertoare de 100 kW, 50 kW și 12 kW – puterea instalată în curent continuu de 160.29 kWp

Parcul fotovoltaic va fi alcătuit dintr-un număr de 274 module fotovoltaice fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule – 6 x 24 (tip N monocristalin), cu o dimensiune de 2278 x 1134 x 35 mm.

Puterea minimă a modulelor fotovoltaice va fi de 585 Wp, cu un randament minim nominal de 22.65% în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 87.4 % față de nominal după 30 de ani de funcționare.

Sistemul va fi prevăzut cu trei (x3) invertoare trifazate, cu o putere instalată de 12 kW, 50 kW, respectiv 100 kW.

- **Module PV:** 274 module fotovoltaice cu puterea instalată de 585 Wp



Modul fotovoltaic 585 Wp

Caracteristicile tehnice ale modulelor monocristaline 585 Wp

Detalii tehnice	Valoarea la conditii/Tip	u,m,/Caracteristici
Tip celule	Monocristalin	Monofacial
Aranjare celule	144 (6x34)	-
Dimensiuni	2278×1134×35	mm
Putere nominală (P_{max})	minim 585	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	minim 42,52	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	minim 13,76	A
Iradiața (STC):	1000	W/m ²
Masa aerului (STC)	1,5	-
Temperatura celulei	25	°C
Randament minim	22,65	%

Invertorul convertește curentul continuu produs de câmpul de panouri fotovoltaice în curent alternativ compatibil cu rețeaua electrică.

Invertorul nu necesită o alimentare a serviciilor interne proprii având ventilație naturală, acesta alimentându-se pe durata nopții din postul trafo în sens invers dacă va fi necesar, consumul pe timp de noapte fiind de <2 W.

- **Invertoare solare:** 1 invertoare invertoare cu puterea instalată de 100 kW



Invertor 100 kW

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kW

Caracteristică tehnică	Valoare	u.m.
Putere nominală (AC)	100	kW
Putere nominală aparentă (AC)	100	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	144.4	A
Eficiența europeană	98.4	%
Intensitatea maximă a curentului electric	160.4	A
Reglajul factorului de putere	0.8 ind. – 0.8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1035 x 700 x 365	mm
Greutate	93	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 ~ ± 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-

- **Invertoare solare:** 1 inverter cu puterea instalată de 50 kW



Inverter 50 kW

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 50 kW

Caracteristică tehnică	Valoare	u.m.
Putere nominală (AC)	50	kW
Putere nominală aparentă (AC)	50	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	72.2	A
Eficiența europeană	98.0	%
Intensitatea maximă a curentului electric	79.8	A
Reglajul factorului de putere	0.8 ind. – 0.8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	640 x 530 x 270	mm
Greutate	49	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 ~ ± 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-

- **Invertoare solare:** 1 invertor cu puterea instalată de 12 kW
-



Invertor 12 kW

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 12 kW

Caracteristică tehnică	Valoare	u.m.
Putere nominală (AC)	12	kW
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	17.3	A
Eficiența europeană	97.9	%
Intensitatea maximă a curentului electric	19.1	A
Reglajul factorului de putere	0.8 ind. – 0.8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	546 x 460 x 228	mm
Greutate	21	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 ~ ± 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-

Certificatul de garanție a invertoarelor este valabil pe o perioadă de 20 ani.

Structura de susținere a echipamentelor:



Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru aplicații fotovoltaice, care respectă azimutul 0° față de axa N-S și geometria terenului pe care va fi amplasată, precum și cerințele legate de greutatea ansamblului de module fotovoltaice și de încărcările suplimentare generate de factorii meteorologici – vânt, zăpadă, chiciură.

Structura de susținere a echipamentelor propusă, este alcătuită din profile metalice ușoare tip U și tip C din oțel marca S235 și S355, zincate, fiind formată din stâlpi, grinzi, pane și contravântuiri verticale. Profilele sunt îmbinate cu șuruburi cu diverse diametre. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale, iar panele și contravântuirile verticale le solidarizează pe direcție longitudinală.

Protecția împotriva coroziunii se realizează prin galvanizare sau strat de zinc depus termic, cu grosimea stratului de zinc de $85 \mu\text{m}$.

Atât pe direcție transversală cât și pe direcție longitudinală se va lăsa un rost de 20 mm între panouri, unde se vor introduce clemele speciale de prindere. Panourile vor fi fixate cu clemele de prindere cu ajutorul unui bulon care se va fixa de colierele de prindere a grinzilor longitudinale din aluminiu.

Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului (0.7 m), pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate.

Modul de lucru al structurii de rezistență este preluarea sarcinilor verticale de către panourile fotovoltaice (zăpadă), distribuirea acestora către grinzi și stâlpi, iar de aici la terenul de fundare. Sarcinile orizontale (seism și vânt) sunt preluate de către stâlpii structurii, iar de aici sunt transmise terenului de fundare.

Se propune un singur tip de structură cu 2 panouri așezate „portrait”. Unghiul de înclinare al structurii va fi de 30° sau ajustat în funcție de înclinarea terenului. Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare / asamblare a structurii metalice și a modalității de fixare prin asigurarea etanșei în punctele de ancorare.

Livrarea materialelor în site se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Observație: Cuzineții vor fi legați la priza de pământ generală a centralei fotovoltaice prin legătura cu stâlpii metalici devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătăți coeficientul prizei.

Fundarea în amplasament se poate face direct, începând cu adâncimea de 1.20 m de la nivelul actual al terenului, în stratul de argilă prăfoasă cafenie, vârtoasă. Pe acest strat se recomandă o presiune convențională de baza de $P_{\text{conv.}} = 200 \text{ kPa}$, la încărcări centrice din gruparea fundamentală. Sistem de fundare: fundații izolate legate prin grinzi.

Pentru circuitele de curent continuu se propun cabluri solare de 6 mm^2 rezistente UV, care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția cablurilor electrice. Pentru circuitele de curent alternativ se propun cabluri de cupru armate, care se vor poza în pământ. Pentru circuitele de comunicații se propun cabluri de tip ethernet, STP.

Soluția tehnică se va detalia faza PT+DE a proiectului. Toate cablurile vor respecta cerințele normelor tehnice în vigoare.

Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă a Beneficiarului, respectiv postul trafo unde se va conecta parcul fotovoltaic, se va face prin intermediul unui tablou electric general PV care se va integra în structura electrică existentă a Beneficiarului. Tabloul electric general PV va permite separarea instalației fotovoltaice în cazul unei mentenanțe și o va proteja în cazul unei avarii din rețeaua electrică de distribuție. Acesta nu se va putea controla de la distanță, ci local de către o echipă calificată. Se va amplasa în exterior, lângă invertoare, pe un soclu separat.

Instalația de împământare va respecta normativele și standardele în vigoare și va avea o valoare de maxim 4Ω având în vedere că la această instalație nu se racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice.

La instalația de împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor IRE-IP30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

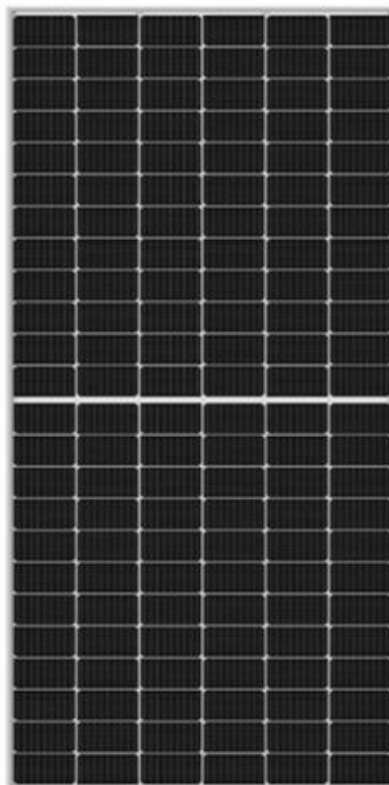
Scenariul 2 – Parc fotovoltaic cu module fotovoltaice monocristaline, cu o putere nominală de 450 Wp și invertoare 50 kW (3 x50 kW), respectiv 12 kW – puterea instalată în curent continuu de 158.40 kWp

Parcul fotovoltaic va fi alcătuit dintr-un număr de 352 module fotovoltaice cu o putere instalată de 450 Wp, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule – 6 x 24 (tip monocristalin), cu o dimensiune de $2112 \pm 2 \times 1052 \pm 2 \times 35 \pm 1$ mm.

Puterea minimă a modulelor fotovoltaice va fi de 450 Wp, cu un randament minim nominal de 20.03 % în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță de minim 83.1 % față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemul va fi prevăzut cu patru (x4) invertoare trifazate de tip string cu o putere instalată de minim 50 kW și 12 Kw cu o eficiență europeană de 98.0%.

- **Module PV:** 352 module fotovoltaice cu puterea instalată de 450 Wp



Modul fotovoltaic 450Wp

Caracteristicile tehnice ale modulelor monocristaline monofaciale 450 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare la conditii	u.m.
Tip celule	Monocristalin	Monofacial
Aranjare celule	144 (6x24)	-
Dimensiuni	2112 x 1052 x 35	mm
Putere nominală (P_{max})	minim 450	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	minim 41.52	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	minim 10.84	A
Iradianța (STC):	1000	W/m ²
Masa aerului (STC)	1,5	-
Temperatura celulei	25	°C
Randament minim	20.3	%

- **Invertoare solare:** 3 invertoare cu puterea instalată de 50 kW.



Invertor 50 kW

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 50 kW

Caracteristică tehnică	Valoare	u.m.
Putere nominală (AC)	50	kW
Putere nominală aparentă (AC)	50	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	72.2	A
Eficiența europeană	98.0	%
Intensitatea maximă a curentului electric	79.8	A
Reglajul factorului de putere	0.8 ind. – 0.8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	640 x 530 x 270	mm
Greutate	49	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 ~ ± 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-

- **Invertoare solare:** 1 invertor cu puterea instalată de 12 kW



Invertor 12 kW

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 12 kW

Caracteristică tehnică	Valoare	u.m.
Putere nominală (AC)	12	kW
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	17.3	A
Eficiența europeană	97.9	%
Intensitatea maximă a curentului electric	19.1	A
Reglajul factorului de putere	0.8 ind. – 0.8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	546 x 460 x 228	mm
Greutate	21	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 ~ ± 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-

Certificatul de garanție a invertoarelor este valabil pe o perioadă de 20 ani.

Modul de fixare a panourilor fotovoltaice, a cablurilor, dar și a altor detalii tehnice este similar scenariului 1 descris anterior.

3.3. Costurile estimative ale investiției

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

- Prezentul capitol cuprinde devizul general aferent obiectivului de investiție întocmit la faza studiului de fezabilitate, în conformitate cu prevederile HG nr. 907 /2016 privind etapele de elaborare și conținutul cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor / proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice.

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, cu luarea în considerare a costurilor unor investiții similare, ori a unor standarde de cost pentru investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții, sunt prezentate în anexele proiectului - (Anexa 17).

Scenariul 1

Indicatori economici	Valoare RON, fără TVA	Valoarea RON, inclusiv TVA
Valoarea totală a investiției	1.312.966,20	1.561,334,20

Scenariul 2

Indicatori economici	Valoare RON, fără TVA	Valoarea RON, inclusiv TVA
Valoarea totală a investiției	1.505.798,40	1.790.603,46

- **costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice.**

Costurile anuale de operare ale centralei electrice fotovoltaice, valabile pentru ambele opțiuni, nu sunt majore. Acestea sunt incluse în analiza tehnico-economică. Următorul tabel prezintă costurile anuale estimate de operare.

	Scenariul 1	Scenariul 2
Putere instalată (kWp)	160.29	158.40
Preț mentenanță anuală (RON, fără TVA)	4779.84	7872.48

Invertoarele prezentate în acest studiu de fezabilitate au o garanție de 20 ani, astfel că beneficiarul nu va avea costuri suplimentare pe întreaga durată de valabilitate a garanției.

3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz: Studiul geotehnic este anexat prezentei documentații.

➤ Date seismologice

În conformitate cu normativul P100-1/2013 zona se încadrează în următoarele condiții seismice :

- accelerația de vârf - $a_g = 0,15g$
- perioada de colț - $T_c = 0,70 s$

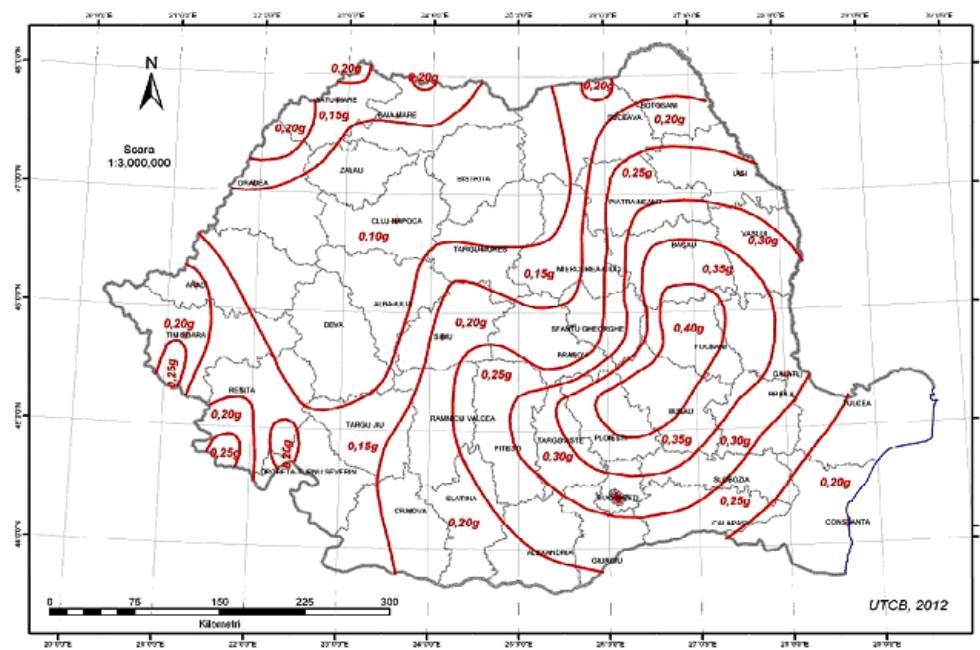


Figura 1. Zonarea valorilor de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare a_g cu $IMR = 225$ ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani.

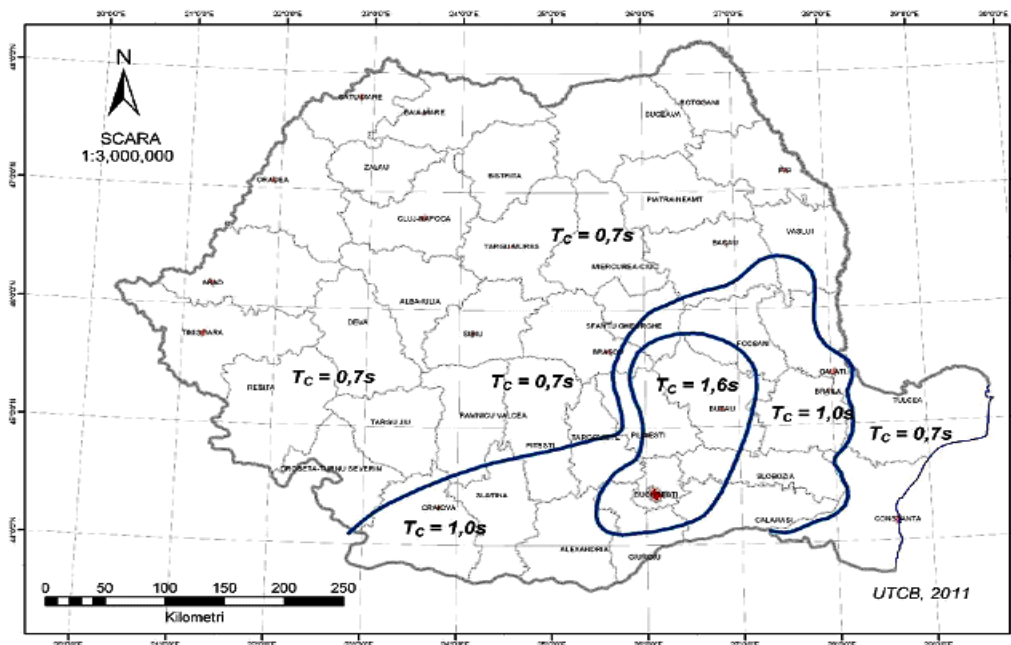


Figura 2. Zonarea în termeni de perioada de control (colț) T_c a spectrului de răspuns.

G. Istoricul amplasamentului și situația actuală

Amplasamentul actual a fost un teren liber de construcții, cu destinație inițială de teren agricol.

H. Condiții referitoare la vecinătățile lucrării (construcții învecinate, trafic, diverse rețele, vegetație, produse chimice periculoase, etc)

Construcțiile aflate în vecinătatea amplasamentului actual sunt locuințe individuale aflate la distanțe de peste 300 m. Străzile ce încadrează amplasamentul sunt străzi înguste, cu o bandă pe sens. Pe amplasamentul propus nu există rețele de utilități dar străzile învecinate au rețele de apă și rețele electrice. Nu există vegetație sau produse periculoase pe amplasament.

I. Încadrarea obiectivului în “Zone de risc” (cutremur, alunecări de teren, inundații) care formează “Planul de amenajare a teritoriului național – Secțiunea V – Zone de risc natural”.

Obiectivul se încadrează în următoarele zone de risc, conform Planului de amenajare a teritoriului național – Secțiunea V – Zone de risc :

- cutremur : grad VII MSK – conform Anexa 3
- inundații : risc inexistent – conform Anexa 4
- alunecări de teren : risc ridicat de alunecări primare și reactivate – conform Anexa 7

J. Încadrarea preliminară a lucrării într-o anumită categorie geotehnică sau a părților din lucrare în categorii geotehnice diferite (tabel 2).

Tabel 2 - Încadrarea preliminară în categoriile geotehnice

FACTORII RISCULUI GEOTEHNIC	DESCRIEREA SITUAȚIEI DIN AMPLASAMENTUL STUDIAT	PUNCTAJ ESTIMAT
Condiții de teren	Teren bun: Pământuri coezive cu plasticitate mare ($I_p > 20\%$): argile nisipoase, argile prăfoase și argile, având $e < 1.1$ și $I_c > 0,75$, în condițiile unei stratificații practic uniforme și orizontale.	2 puncte
Apa subterană	Fără epuisme	1 punct
Importanța construcției	Redusă	2 puncte
Vecinătăți	Fără riscuri	1 punct
Seismicitate	Zonă seismică de calcul : $a_g = 0,15g$; $T_c = 0,70$ s	2 puncte
PUNCTAJ TOTAL ESTIMAT		8 puncte
Punctajul final, obținut prin însumare este de 8 puncte, rezultă încadrarea geotehnică preliminară : “Risc geotehnic redus” și “Categorია geotehnică 1” - conform Normativului NP 074 / 2022.		

Capitolul 3. PREZENTAREA INVESTIGAȚIILOR ȘI A INFORMAȚIILOR GEOTEHNICE ȘI HIDROGEOLOGICE EFECTUATE

A. Încercările de teren programate, în concordanță cu cerințele temei

Pentru obținerea datelor necesare proiectării, în conformitate cu prevederile NP 074-2022, sau programat următoarele încercări de laborator :

- analiza compoziției granulometrice - conform STAS 1913/5 - 85
- densitate - STAS 1913/3 - 76
- umiditate - STAS 1913/1 - 82
- compresiunea în edometru - STAS 8942/1 - 89
- forfecare directă - STAS 8942/1 - 89
- limite de plasticitate

B. Prezentarea lucrărilor de teren efectuate

Pentru obținerea datelor necesare proiectării, în conformitate cu prevederile NP 074-2014, în teren s-a executat o excavație de prospecțiune geotehnică, amplasată de comun acord cu proiectantul general pe zona de interes. Din excavație s-au prelevat probe geotehnice de teren cu scopul de a stabili constituția petrografică a terenurilor traversate și de a determina caracteristicile fizico-mecanice ale pământurilor din zona cercetată. Excavația a fost executată în sistem mecanizat, pe parcursul săpăturii fiind prelevate probe de teren, pentru efectuarea analizelor specifice de laborator. Analizele de laborator au fost efectuate de Laboratorul de Analize și Încercări în Construcții

– S.C. Hidroconstrucția S.A. – Târgu Jiu, str. Livezi, nr. 21, Târgu Jiu, județul Gorj, autorizat G.T.F. grad II.

Analiza și interpretarea datelor lucrărilor de teren și de laborator și a rezultatelor încercărilor, având în vedere metodele de prelevare, transport și depozitare a probelor, precum și caracteristicile aparaturii și ale metodelor de încercare.

Stratificația terenului de fundare este neuniformă până la adâncimile și cotele corespunzătoare tălpii excavației prospectate, concluzie la care s-a ajuns pe baza urmăririi succesiunii stratelor întâlnite.

Ținând seama de tipul de fundații ce se pretează a fi executate la acest tip de obiectiv (fundații continue sau izolate), rezultă că apare ca probabilă posibilitatea fundării directe a obiectivului la un nivel apropiat de adâncimea $D_f = -1,00 - 1,50$ m, cu baza fundației plasată la nivelul stratului de pietrișuri. În condițiile menționate este posibilă realizarea fundațiilor directe într-o săpătură deschisă,

practic “în uscat” (eventual, cu epuismențe moderate de apă meteorică).

Sistemul de fundare directă a obiectivului în condițiile formulate mai sus, pe fundații continui sau izolate include următoarele elemente esențiale :

- săpătura generală, deschisă și fundația propriuzisă.

I. Încadrarea straturilor geotehnice din punct de vedere al condițiilor de teren (geotehnice, hidrogeologice și seismice) în vederea utilizării ca teren de fundare (bun, mediu sau dificil) prin raport cu soluții de fundare posibile.

din punct de vedere al condițiilor de teren, perimetrul studiat se încadrează în categoria “terenuri medii” = Umpluturi de proveniență cunoscută realizate organizat și conținând materii organice sub 5 % sau umpluturi necompactate inițial, cu o vechime mai mare de 10-12 ani. - (punctaj 3);

apa subterană este de așteptat să nu existe, excavația nu coboară sub nivelul apei subterane, nu se prevăd epuismențe directe sau drenare, fără riscuri de degradare a unor structuri alăturate - (punctaj 1);

după categoria de importanță a construcțiilor, se încadrează în categoria “redușă” - (punctaj 2);

după vecinătăți, se încadrează în categoria “risc inexistent sau neglijabil al unor degradări ale construcțiilor sau rețelelor învecinate” (punctaj 1);

în funcție de zonarea seismică, conform normativului P100-1/2013, terenul studiat se încadrează în zonele : $ag = 0,15g$; $Tc = 0,70 s$ (punctaj 2).

J. Recomandări cu caracter orientativ cu privire la adâncimi și soluții de fundare (directe, indirecte) stabilite pe baza condițiilor geotehnice, hidrogeologice și seismice determinate pentru amplasament, pe baza datelor referitoare la caracteristicile structurii care urmează să fie proiectată, puse la dispoziție prin tema de investigație.

În condițiile menționate este posibilă realizarea fundațiilor directe într-o săpătură deschisă, practic “în uscat” (eventual, cu epuismențe moderate de apă meteorică).

Sistemul de fundare directă a obiectivului în condițiile formulate mai sus, pe fundații continui sau izolate include următoarele elemente esențiale :

- săpătura generală, deschisă și

- fundația propriuzisă

SĂPĂTURA DESCHISĂ

Pereții verticali de cca 1,00 – 1,50 metri înălțime liberă în faza excavațiilor, nu vor trebui

protejați în mod special.

În condițiile propuse, betonarea se va realiza “în uscat”; eventual pe suprafața bazei săpăturii generale, se vor putea prevedea 1...2 foraje echipate pentru epuisme de apă subterană, dacă va fi necesar. În toate cazurile, SE VA EVITA ORICE REMANIERE A NISIPURILOR FINE – MARI de sub

nivelul de fundare, ÎNAINTEA BETONARII; în situații extreme, pământul remaniat, inundat, înnoțit

etc., va trebui integral înlocuit cu pietriș și nisip ÎNDESAT (COMPACTAT).

Se va evita, pe cât posibil, săparea în nisipuri fine aflate sub apă.

K. Indicație orientativă asupra necesității îmbunătățirii/consolidării terenului, pe baza datelor puse la dispoziție prin tema de investigare.

Nu este cazul. Terenul de fundare face parte din categoria terenurilor bune, nu sunt necesare măsuri de îmbunătățire a terenului.

L. Indicație orientativă asupra necesității prevederii unor lucrări complementare, provizorii sau definitive, referitoare la apa subterană.

Nu este cazul. Apa subterană nu afectează viitoarea construcție, nu sunt necesare lucrări complementare, provizorii sau definitive, referitoare la apa subterană.

M. Încadrarea finală a lucrării într-o anumită categorie geotehnică sau a părților din lucrare în diferite categorii geotehnice.

FACTORII RISCULUI GEOTEHNIC	DESCRIEREA SITUAȚIEI DIN AMPLASAMENTUL STUDIAT	PUNCTAJ ESTIMAT
Condiții de teren	Teren mediu : Umpluturi de proveniență cunoscută realizate organizat și conținând materii organice sub 5 % sau umpluturi necompactate inițial, cu o vechime mai mare de 10-12 ani..	3 puncte
Apa subterană	Fără epuisme	1 punct
Importanța construcției	Redusă	2 puncte
Vecinătăți	Fără riscuri	1 punct
Seismicitate	Zonă seismică de calcul : $a_g = 0,15g$; $T_c = 0,70 s$	2 puncte
PUNCTAJ TOTAL ESTIMAT		9 puncte

Punctajul final, obținut prin însumare este de 9 puncte, rezultă încadrarea geotehnică preliminară : “**Risc geotehnic redus**” și “**Categoria geotehnică 1**” - conform Normativului NP 074-2022.

3.5. Costuri anuale de operare – ambele opțiuni

Durata estimativă pentru executarea lucrărilor propuse este de 12 luni.
Această durată cuprinde inclusiv etapele de elaborare proiecte tehnice, autorizare execuție, organizare de șantier.

Grafic de activități														
„Construirea parc fotovoltaic, comunei Mătășari, județul Gorj”, amplasată pe SOL														
DENUMIRE ACTIVITATI	INCEPUTUL ACTIVITATII	DURATA ACTIVITATII	LUNA											
	luna	Luni	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
„Construirea unei centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) la nivelul Comunei Mătășari, Județul Gorj”, amplasată pe SOL	1	12												
Activitati generale	1	1												
1.Documentatii-Suport -Expertize	1	3												
2.Proiectare	1	6												
3.Asistenta tehnica	2	10												
4.Organizare de santier	6	6												
5.Constructii si Instalatii	6	5												
6.Probe Tehnologice si Teste	12	1												

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

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

Analiza de tip cost-beneficiu este realizată conform “Ghidului pentru analiza costuri beneficii a proiectelor de investiții” emis de Comisia Europeană, Scopul analizei este de a determina dacă este oportună finanțarea unui anumit proiect și dacă este necesară implicarea fondurilor structurale în realizarea acestuia. Obiectivele analizei cost-beneficiu vor fi: - de a stabili măsura în care proiectul contribuie la obiectivele programului operational regional și în mod special la atingerea obiectivelor axei prioritare în cadrul căreia se solicită fonduri; - de a stabili măsura în care proiectul are nevoie de co-finanțare pentru a fi viabil financiar. Principalul obiectiv al analizei financiare (analiza cost-beneficiu financiară) este de a calcula indicatorii performanței financiare a proiectului (profitabilitatea sa). Această analiză este dezvoltată, în mod obișnuit, din punctul de vedere al proprietarului (sau administratorului legal) al infrastructurii. Metoda utilizată în dezvoltarea analizei cost-beneficiu financiară este cea a „fluxului net de numerar actualizat”. În această metodă fluxurile non-monetare, cum ar fi amortizarea și provizioanele, nu sunt luate în considerare. Cheltuielile neprevăzute din Devizul general de cheltuieli nu vor fi luate în calcul decât în măsura în care sunt cuprinse în cheltuielile eligibile ale proiectului. Ele nu vor fi luate în calcul în determinarea necesarului de finanțat, atât timp cât ele nu constituie o cheltuială efectivă, ci doar o măsură de atenuare a anumitor riscuri.

Obiectivele generale sunt:

- Reducerea costurilor cu energia electrică a Beneficiarului prin dezvoltarea unei surse proprii de energie regenerabilă.
- Realizarea unei centrale electrice fotovoltaice (CEF) cu o putere maximă de vârf de 160.29 kWp;
- Racordarea CEF la rețeaua de distribuție;
- Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (CO₂).

Perioada de referință

Perioada de referință este de 21 de ani.

Această perioadă este împărțită în două etape:

- Etapă de implementare a proiectului – cu durata de un an (12 luni)
- Etapă de operare a proiectului – cu durata de 20 ani

Analiza opțiunilor

În cadrul acestui subcapitol se va realiza o analiză a opțiunilor posibile pentru prezentul obiectiv de investiții și se va concluziona precizarea alternativei selectate.

Pentru proiectul de investiții s-au definit cele 2 scenarii de baza pentru analiza comparativa a indicatorilor tehnico-economici:

- SCENARIUL 1: putere instalată de **160.29 kWp**
 - Simulare 1.1 : Scenariul 1, varianta 1 de analiză – FĂRĂ finanțare nerambursabilă,
 - Simulare 1.2 : Scenariul 1, varianta 2 de analiză – CU finanțare nerambursabilă,
- SCENARIUL 2: putere instalată de **158.40 kWp**
 - Simulare 2.1 : Scenariul 2, varianta 1 de analiză – FĂRĂ finanțare nerambursabilă,
 - Simulare 2.2 : Scenariul 2, varianta 2 de analiză – CU finanțare nerambursabilă.

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

A. Analiza vulnerabilităților

Analiza vulnerabilităților este menită să identifice pericolele climatice relevante pentru planificarea proiectului implementat în Comuna Mătășari, Sat. Mătășari, Str. Principală, Nr. 235 A, Jud. Gorj, România. Vulnerabilitatea proiectului este o combinație a sensibilității componentelor proiectului la pericolele climatice și probabilitatea ca aceste pericole să se materializeze pe durata de viață a investiției.

Sensibilitatea proiectului a fost determinată pe baza contextului actual și a prognozei schimbărilor climatice și a efectelor sale primare și/sau secundare. Sensibilitatea opțiunilor selectate în raport cu schimbările climatice și efectele adverse a fost realizată separat, raportat la principalele componente ale proiectului: Intrări, Bunuri și Procese.

În context global, fenomenele extreme cauzate de schimbările climatice majore pot avea atât efecte directe, cât și indirecte, precum:

a. Consecințe primare - modificarea temperaturii medii, apariția temperaturilor extreme, modificări ale ritmicității precipitațiilor și ale valorilor medii ale precipitațiilor, modificarea considerabilă a vitezei medii a vântului, modificarea considerabilă a nivelului de umiditate.

b. Consecințe secundare - eroziune, secetă, inundații, alunecări de teren, cutremure, incendiu.

În România, fenomenele extreme care pot produce pagube semnificative sunt: inundații, alunecări de teren, grindină, fulgere, îngheț, avalanșe, furtuni, viscol, secetă, valuri de căldură extremă, valuri de frig extrem.

Conform datelor prezentate de Pool-ul de Asigurare pentru Dezastre Naturale (Componenta Programului Român de Asigurare pentru Dezastre, gestionat de Ministerul Administrației și Internelor), în cazul țării noastre, expunerea care trebuie luată în considerare este asociată cutremurelor, inundațiilor și alunecărilor de teren.

Dar ținând cont de amplasarea geografică a României, de caracteristicile climatice, geomorfologice, geologice și hidrografice, țara noastră este predispusă la manifestarea a trei mari tipuri de fenomene extreme: geomorfologice, hidrologice și climatice. Aceste trei tipuri de fenomene extreme pot fi influențate de schimbările climatice și se pot manifesta atât individual, cât și să producă efecte generale și locale precum: eroziune, alunecări de teren, inundații, exces de umiditate, secete.

În urma analizei datelor menționate mai sus putem concluziona că sensibilitatea zonei este medie, condițiile climatice din zonă ar avea un impact minor asupra terenului studiat.

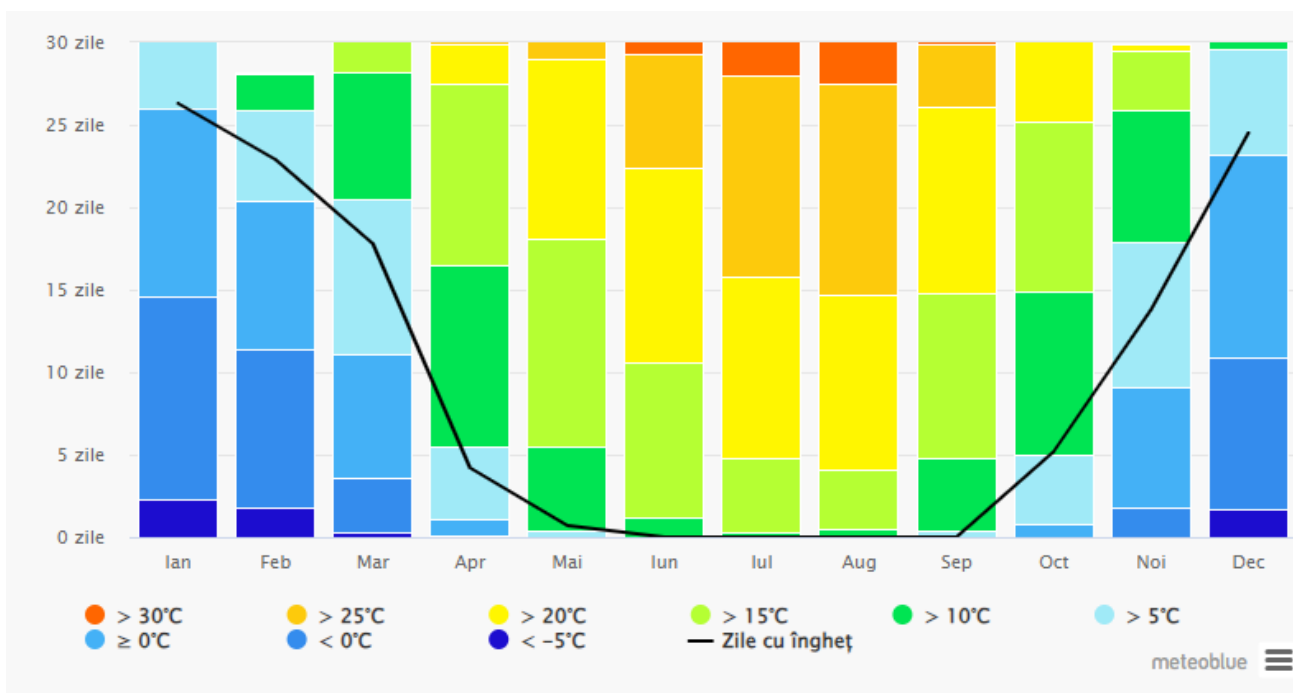
- sensibilitatea la alunecări de teren este ridicată. Terenul amplasamentului se află în zonă cu potențial ridicat de producere a alunecărilor de teren, iar tipul alunecărilor este primară reactivă (conform Legii nr. 575/2001 privind Planul de amenajare a teritoriului național Secțiunea a VI-a).

- sensibilitatea la cutremur este ridicată. Din punct de vedere seismic, amplasamentul analizat se încadrează în macrozona de intensitate seismică „7” (Conform SR 11100/1-93 „Zonare seismică – Macrozonarea Teritoriului României”). Această valoare reprezintă o intensitate cu valoarea de 7 pe scara MSK, având o perioadă medie de revenire de 100 de ani (indicele 2).

B. Analiza expunerii

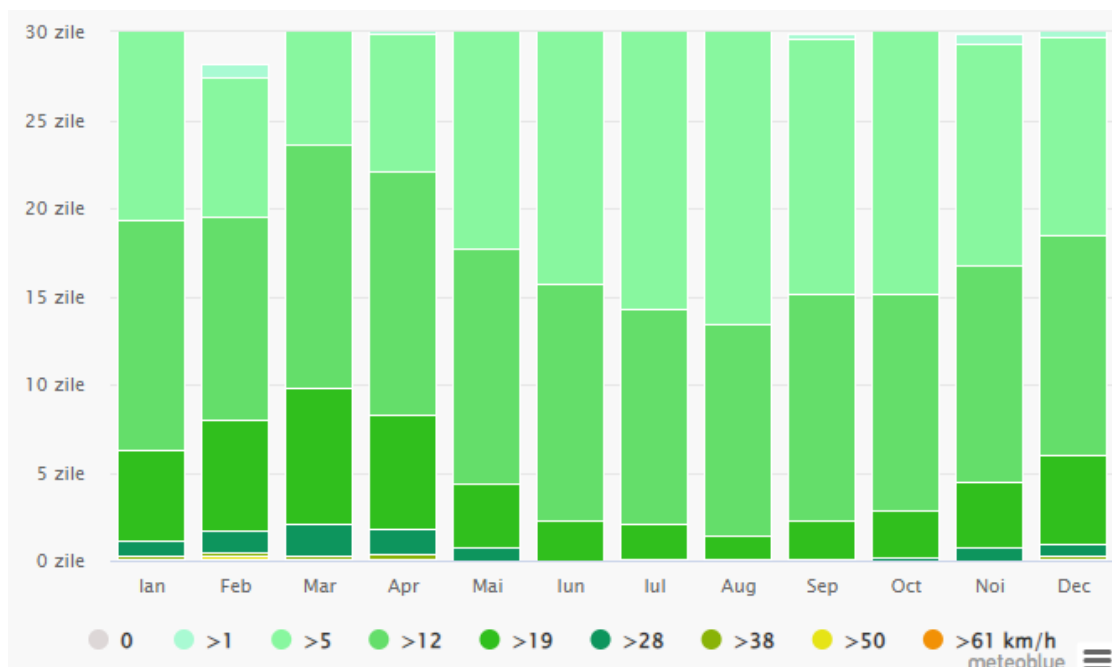
Este foarte important să se identifice cât mai exact zonele proiectului analizat expuse fenomenelor extreme, precum și modul în care aceste zone pot fi afectate, pentru a concepe un plan proactiv de acțiune preventivă.

În funcție de clasificarea globală a zonelor expuse fenomenelor extreme cauzate de schimbările climatice, terenul este situat într-o zonă în care:



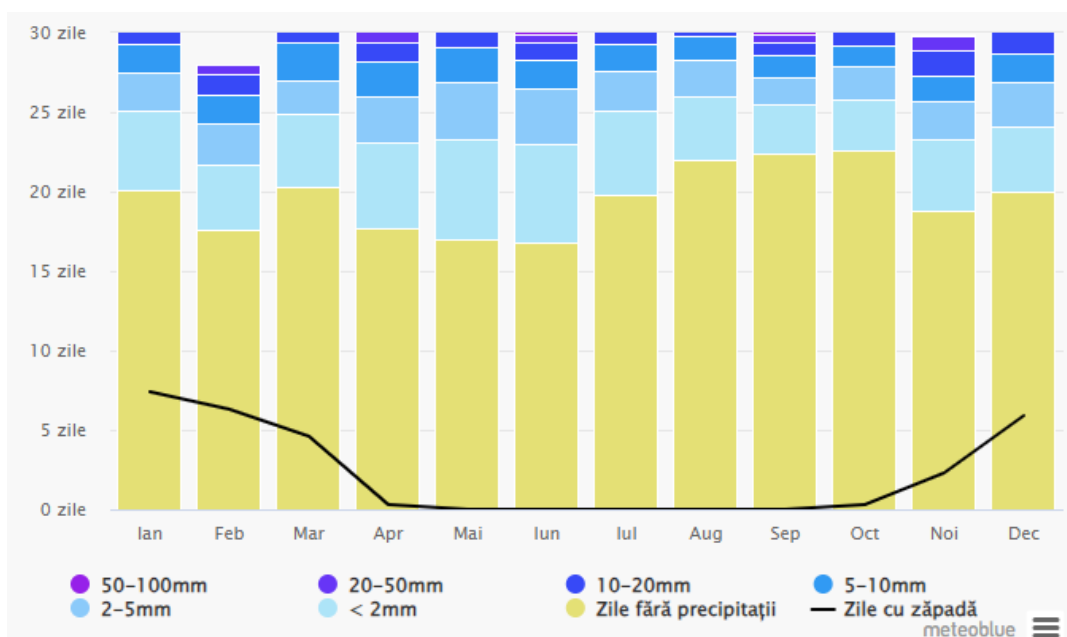
- temperaturile extreme cele mai ridicate se înregistrează în lunile de vară, ceea ce duce la o producție mai bună a centralei fotovoltaice.

- viteza vântului – Diagrama de mai jos indică viteza vântului monitorizată lunar, cea mai mare viteză fiind înregistrată iarna. Acest lucru nu afectează sistemul fotovoltaic, deoarece acesta dispune de o structură de susținere rezistentă.



- seceta – riscul de secetă pentru zona din care face parte terenul luat în considerare este minim.

- precipitațiile din zona amplasamentului nu reprezintă un impact negativ asupra proiectului. Aceste precipitații fiind mai abundente în lunile de primăvară, nu restricționează funcționarea sistemului fotovoltaic.



4.3. Situația utilităților și analiza de consum

- necesarul de utilități și de relocare/protejare

- nu este cazul

- soluții pentru asigurarea utilităților necesare

Menționăm că analiza realizată în cadrul acestui subcapitol corespunde ambelor scenarii luate în calcul pentru realizarea investiției (atât scenariul 1, adică atât scenariul ales, cât și scenariul 2 - scenariul alternativ).

Racordarea parcului fotovoltaic se face din postul de transformare de 400 kVA - 20/0.4 kV nou montat în apropierea zonei de poziționare CEF pe traseul existent, până la liniile de medie tensiune existente. Pe parcursul zilelor însorite, consumatorii comunei Mătășari, jud. Gorj, vor fi alimentați din energia produsă de panourile fotovoltaice, iar prin posturile de transformare energia produsă de panourile fotovoltaice va circula spre stația de medie tensiune a beneficiarului. Pe timpul nopții, consumatorii anterior menționați, vor fi alimentați în sens invers, de la stația de medie tensiune prin postul de transformare.

Sistemul de supraveghere video oferă posibilitatea de a vizualiza imagini atât pe timpul zilei, cât și pe timpul nopții. Echipamentele dispun de un grad de protecție IP67 pentru protejarea împotriva factorilor externi. Acest sistem de supraveghere se alimentează la 12V/1.5A, iar temperatura de funcționare este cuprinsă în intervalul -10°C și +45°C. Stâlpii pe care se amplasează camerele video se montează la o distanță de minim 15 m între ei, în funcție de rezoluția camerelor.

Sistemul de iluminat va fi prevăzut cu lămpi cu LED care vor fi montate pe stâlpi. Lămpile speciale pentru iluminatul exterior, cu protecție IP65 au o putere de minim 30 W. Parcul fotovoltaic necesită un sistem de iluminat cu minim de 17 stâlpi, rezultând o putere de minim 510 W.

De asemenea, CEF va fi împrejmuț cu un gard de protecție. Detaliile de execuție ale gardului vor fi descrise în etapa proiectului tehnic.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse

În cazul proiectului de față nu se poate vorbi despre un impact din punct de vedere social, cultural sau în ceea ce privește egalitatea de șanse. Impactul urmărit prin implementarea proiectului este de ordin financiar și asupra mediului. Impactul financiar urmărit este scăderea cheltuielilor cu energia electrică, fondurile economisite urmând a fi direcționate către rețehnologizare sau îmbunătățirea condițiilor de muncă a angajaților (în acest caz putând fi vorba de un impact social).

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

În faza de realizare a întregului proiect se estimează un necesar de 12 de persoane care vor participa la implementarea acestuia în toate fazele după cum urmează:

faza de proiectare:

Personal de înaltă calificare 2 persoane: șef proiect + 1 inginer proiectant.

faza de execuție:

Personal calificat - 2 persoane: 1 responsabil implementare proiect (manager de proiect) + 1 persoană șef de șantier (ingineri, maiștri).

Personal implicat în activitatea de aprovizionare: 2 persoane - calificare medie.

Personal implicat direct în activitatea de execuție - 6 persoane: 2 persoane calificare medie (electricieni, lăcătuși), 4 muncitori necalificați.

În faza de operare a parcului fotovoltaic, pentru perioada de mentenanță și supraveghere a funcționării parcului, beneficiarul poate opta pentru varianta de a instrui personal propriu sau de a externaliza aceste servicii. În cazul externalizării activităților de mentenanță și supraveghere, firma desemnată pentru aceste activități va trebui să asigure o echipă de cel puțin 2 persoane.

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

Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră a căpătat, în ultimul deceniu, un loc privilegiat în politicile energetice și de mediu din lumea întreagă. Efectele schimbărilor climatice au devenit din ce în ce mai vizibile, iar combaterea lor trebuie să devină o prioritate absolută a tuturor țărilor lumii.

În ceea ce privește impactul de mediu, după instalarea sistemului de panouri fotovoltaice pentru producerea de energie electrică cu o putere instalată de 160.29 kWp, cu o producție viitoare estimată de minim 165,92 MW/an, cantitatea totală de gaze cu efect de seră s-ar putea diminua cu minim 101,52 tone CO₂/an.

Astfel, pe suprafața amplasamentului, nu sunt identificate surse de poluare care ar putea influența mediul înconjurător la punerea în funcțiune a investiției.

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

Având în vedere specificul lucrărilor din prezenta investiție și din amplasamentul lucrărilor, nu există nici un fel de impact raportat la contextul natural și antropic în care acestea se integrează.

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

Cererea de energie electrică este determinată de analiza înregistrărilor existente pentru 12 luni consecutive de consum. A se vedea Capitolul 2.2 Situație Existentă mai sus.

Prin implementarea proiectului se urmărește diminuarea din consumul de energie electrică a beneficiarului din rețeaua operatorului de distribuție și acoperirea acesteia din surse proprii, respectiv din centrale fotovoltaice. Detalii despre acoperirea consumului din producția centralei fotovoltaice sunt prezentate în simularea PVSOL.

Necesitatea implementării proiectului este în acord și cu strategia națională privind politicile energetice care conțin:

- înlocuirea energiei clasice cu energia regenerabilă;

- înființarea de capacități de energie regenerabilă;
- acordarea de subvenții pentru investițiile realizate în energie;
- acordarea de facilități economice privind surplusul de energie.

Există un interes semnificativ în ceea ce privește implementarea unor măsuri specifice pentru generarea de energie electrică din surse regenerabile de energie, în special în lumina creșterii semnificative a prețurilor pentru electricitate din ultimii ani. Această tendință constantă și rapidă de creștere a prețurilor la electricitate a îndrumat consumatorii să caute soluții pentru a eficientiza consumul de electricitate, fie prin adoptarea unor măsuri de eficiență energetică, fie prin exploatarea surselor regenerabile de energie.

În cadrul peisajului energetic național, dezvoltarea durabilă constă în îmbunătățirea eficienței energetice, modernizarea tehnologiilor și restructurarea economiei. Indicatorul de intensitate energetică finală reprezintă unul dintre principalii parametri macroeconomici utilizați pentru a evalua eficiența utilizării energiei și este inclus în lista indicatorilor de dezvoltare durabilă propusă de organizațiile internaționale.

Generarea pe termen lung a energiei din surse regenerabile poate fi asigurată prin extinderea infrastructurii destinată creșterii capacității de producție a energiei din surse regenerabile.

Prin punerea în aplicare a acestui proiect, energia electrică consumată în prezent este obținută din Sistemul Energetic Național (SEN), unde, în mare parte, este generată prin intermediul combustibililor convenționali. Această metodă de producție a energiei conduce la emisia unei anumite cantități de gaze cu efect de seră în atmosferă.

Producând energie în centralele fotovoltaice, se previne necesitatea generării acesteia în rețeaua energetică convențională, cu rezultatul concret de a diminua emisiile poluante de dioxid de carbon (CO₂) în atmosferă. Unul dintre aspectele esențiale ale acestui proiect de investiții constă în contribuția sa la reducerea emisiilor cu efect de seră.

Poluant	Emisie Specifică
	[tCO ₂ /MWh]
CO ₂	0.6119

An operare	Depreciere anuala productie energie electrica [%] SCENARIUL 1	Productie energie electrica [MWh/an] SCENARIUL 1	Emisii de gaze cu efect de sera [tCO ₂ /an] SCENARIUL 1	Emisii de gaze cu efect de sera [mii Lei fara TVA/an] SCENARIUL 1
An 1	100.00%	165,92	101,52	33.00
An 2	99.00%	164,97	100,95	32.67
An 3	98.60%	163,24	99,89	32.54
An 4	98.21%	161,65	98,91	32.41
An 5	97.82%	160,18	98,01	32.28

An 6	97.43%	158,83	97,19	32.15
An 7	97.04%	157,59	96,43	32.02
An 8	96.65%	156,45	95,73	31.89
An 9	96.26%	155,40	95,09	31.76
An 10	95.88%	154,43	94,50	31.64
An 11	95.49%	153,54	93,95	31.51
An 12	95.11%	152,71	93,44	31.38
An 13	94.73%	151,96	92,98	31.26
An 14	94.35%	151,26	92,56	31.13
An 15	93.97%	150,62	92,16	31.01
An 16	93.60%	150,03	91,80	30.88
An 17	93.22%	149,49	91,47	30.76
An 18	92.85%	148,99	91,17	30.64
An 19	92,48 %	148,53	90,89	30.51
An 20	92.11%	148,11	90,63	30.39

Construirea și operarea unei Centrale Electrice Fotovoltaice va avea un impact semnificativ în ceea ce privește diminuarea consumului de electricitate din sursele tradiționale în Sistemul Energetic Național (SEN), reducând astfel presiunea asupra rețelei electrice regionale, mai ales în orele de vârf.

Prin generarea locală de energie electrică din surse regenerabile, se va realiza o economisire atât din punct de vedere energetic, cât și din perspectiva costurilor, având un efect pozitiv asupra bugetului alocat cheltuielilor de producție.

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

Scopul principal al analizei financiare constă în evaluarea performanței financiare a proiectului, adică în determinarea gradului său de profitabilitate. Această analiză se bazează pe metoda cost-beneficiu, cu aplicarea tehnicilor de actualizare a valorilor. În cadrul analizei financiare, se cuantifică atât cheltuielile, cât și veniturile pe întreaga durată a evaluării.

Obiectivul acestei analize este de a stabili rentabilitatea financiară a capitalului propriu investit în proiect, luând în considerare finanțarea exclusiv din resursele proprii ale beneficiarului.

Analiza cost-beneficiu financiară presupune următoarele etape:

- Determinarea Fluxului de Venituri și Cheltuieli pe perioada de analiză;
- Determinarea Fluxului Financiar pe perioada de analiză;
- Determinarea indicatorilor de performanța financiară și anume:
 - Venitul Net Actualizat (VNA)
 - o Venitul Net Actualizat Încasări (VNA încasări)
 - o Venitul Net Actualizat Cheltuieli (VNA cheltuieli)
 - Rata Internă de Rentabilitate (RIR)
 - Raport cost beneficiu (RBC)
 - Termen de recuperare a investiției (TR)

Valoare reziduală

Valoarea reziduală a proiectului a fost calculată prin metoda amortizării liniare. Aceasta consta în repartizarea egală a valorii actualizate, de-a lungul duratei sale de viață. Având în vedere că durata de viață a echipamentelor incluse în proiect este de 20 ani, valoarea reziduală la sfârșitul perioadei de referință este 0.

Proiectul este considerat rentabil pentru VNA pozitiv, RIR mai mare decât rata de actualizare luată în calcul și indicele de profitabilitate supraunitar.

Din categoria încasărilor fac parte finanțarea, fondurile proprii mobilizate, cât și valoarea producției de energie electrică. Din categoria cheltuielilor fac parte mentenanța și întreținerea sistemului fotovoltaic și garanția totală (destinată să acopere și reparațiile capitale).

4.6.1. Definiere scenarii analizate – SCENARIILE DE BAZĂ

Analiza financiară s-a realizat pe o perioadă de 20 ani (1 an pentru implementare și 19 ani de operare), dar și pentru o rată de actualizare de 4%. După finalizarea acestei etape, vor fi determinate variabilele esențiale care servesc drept baza pentru elaborarea analizelor de sensibilitate, corespunzând fiecărei variabile critice identificate. Analiza de sensibilitate va culmina cu rezultate și concluzii privind impactul asupra indicatorilor de performanță financiară în cazul variațiilor pozitive și negative ale fiecărei variabile critice identificate.

Astfel, definim scenariile de baza ce vor fi analizate în cadrul prezentei analize financiare:

- SCENARIU 1: putere instalată de **160.29 kWp**
 - Simulare 1.1 : Scenariu 1, varianta 1 de analiza – FARA finantare nerambursabila,
 - Simulare 1.2 : Scenariu 1, varianta 2 de analiza – CU finantare nerambursabila,
- SCENARIU 2: putere instalată de **158.40 kWp**
 - Simulare 2.1 : Scenariu 2, varianta 1 de analiza – FARA finantare nerambursabila,
 - Simulare 2.2 : Scenariu 2, varianta 2 de analiza – CU finantare nerambursabila,

SCENARIU 1 : 160.29 kWp		
Indicativ	Denumire	
Simulare 1.1	Scenariu 1 - Simulare 1.1 - FARA finantare nerambursabila	160.29 kWp
Simulare 1.2	Scenariu 1 - Simulare 1.2 - CU finantare nerambursabila	160.29 kWp
SCENARIU 2 : 158.40 kWp		
Indicativ	Denumire	
Simulare 2.1	Scenariu 2 - Simulare 2.1 - FARA finantare nerambursabila	158.40 kWp
Simulare 2.2	Scenariu 2 - Simulare 2.1 - CU finantare nerambursabila	158.40 kWp

4.6.2. Definiere parametrilor/ipoteze de calcul

Pentru estimarea prețului energiei electrice s-a recurs la consultarea prețurilor medii ale energiei electrice pentru ultimii ani, perioada considerată fiind 2021 – 2022, cât și perioada ianuarie – octombrie 2023. S-a obținut o valoare medie de 811 Lei/MWh, preț ce a fost rotunjit la valoarea de 800 Lei/MWh.

Asadar, prețul de 800 Lei/MWh a fost considerat în dezvoltarea tuturor modelelor financiare și economice utilizate în acest Studiu de Fezabilitate.

Valorile folosite pentru simularea rentabilității sunt următoarele:

Denumire	Valoare
Putere instalata instalatie PV SCENARIU 1	160.29 kWp
Putere instalata instalatie PV SCENARIU 2	158.40 kWp
Energie electrica valorificabila SCENARIU 1 (conform simulari in software dedicat – valoare medie) - valoare pentru anul 1 de operare	165.92 MWh/an
Energie electrica valorificabila SCENARIU 2 (conform simulari in software dedicat – valoare medie) - valoare pentru anul 1 de operare	163.49 MWh/an
Pret energie electrica	800.00 Lei fara TVA/MWh
Cost de operare SCENARIU 1	4,779.84 Lei fara TVA/an
Cost de operare SCENARIU 2	7,872.48 Lei fara TVA/an
Garantie totala investitie	5.00% din costul total al investitiei/an

În tabelul următor se ilustrează deprecierea anuală a producției de energie electrică pentru ambele scenarii considerate:

An operare	Depreciere anuala productie electrica [%] SCENARIUL 1	Productie energie electrica [MWh/an] SCENARIUL 1	Depreciere anuala productie energie electrica [%] SCENARIUL 2	Productie energie electrica [MWh/an] SCENARIUL 2
an1	100.00%	165,92	100.00%	163,49
an2	99.00%	164,97	98%	162,55
an3	98.60%	163,24	97.46%	160,85
an4	98.21%	161,65	96.92%	159,28
an5	97.82%	160,18	96.39%	157,84
an6	97.43%	158,83	95.86%	156,51
an7	97.04%	157,59	95.33%	155,28
an8	96.65%	156,45	94.81%	154,16
an9	96.26%	155,40	94.29%	153,12
an10	95.88%	154,43	93.77%	152,17
an11	95.49%	153,54	93.25%	151,29
an12	95.11%	152,71	92.74%	150,48
an13	94.73%	151,96	92.23%	149,73
an14	94.35%	151,26	91.72%	149,05
an15	93.97%	150,62	91.22%	148,42

an16	93.60%	150,03	90.72%	147,83
an17	93.22%	149,49	90.22%	147,3
an18	92.85%	148,99	89.72%	146,81
an19	92,48 %	148,53	89.23%	146,35
an20	92.11%	148,11	88.74%	145,94

4.6.3. Principalii indicatori de performanta financiara

Pentru fiecare scenariu în parte, respectiv varianta de simulare, se va ilustra în cadrul acestui capitol valorile obținute pentru indicatorii de performanță financiari considerați în analiză.

SCENARIU 1

Simularea 1.1.

Valorile simulării rezultate în urma calculelor sunt:

Analiza financiara - SCENARIU 1.1 - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	-1.38%	%
VANF	-470.97	mii LEI
VANF incasari	1,615.81	mii LEI
VANF cheltuieli	2,086.77	mii LEI
TR	>20	ani
Castig mediu anual	-23.55	mii LEI
RBC	0.77	-

În situația acestei simulări pentru scenariul 1, în absența oricărei forme de finanțare nerambursabilă, se observă că RIRF (Rata Internă de Rentabilitate Financiară) este sub rata de actualizare de 4% pe care o luăm în considerare. În plus, VANF (Valoarea Actualizată Netă Financiară) are o valoare negativă, ceea ce înseamnă că raportul cost beneficiu este mai mic decât unitatea. Acest lucru indică faptul că proiectul nu este viabil în lipsa finanțării nerambursabile, în conformitate cu presupunerile făcute în calcul.

Simularea 1.2.

Valorile simulării rezultate în urma calculelor sunt:

Analiza financiara - SCENARIU 1.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	14.45%	%
VANF	370.91	mii LEI
VANF incasari	1,615.81	mii LEI
VANF cheltuieli	1,244.90	mii LEI
TR	7.09	ani
Castig mediu anual	18.55	mii LEI

RBC	1.30	-
-----	------	---

În această versiune a simulării, se observă că Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) depășește cu foarte mult rata de actualizare de 4% stabilită, Valoarea Actualizată Netă Financiară (VANF) este pozitivă și Raportul Cost-Beneficiu (RCB) mai mare de 1. Se observa ca proiectul are un Termen de Recuperare a investitiei destul de redus, ceea ce indica faptul ca proiectul are un potențial foarte ridicat de succes luând în considerare parametrii analizați. Raportul Cost-Beneficiu are o valoare de peste 1, ceea ce indica faptul ca proiectul va fi capabil să se susțină financiar după încheierea finanțării inițiale solicitate, demonstrând capacitatea de a asigura funcționarea și întreținerea investiției după finalizare.

SCENARIU 2

Simularea 2.1.

Valorile simulării rezultate în urma calculelor sunt:

Analiza financiara - SCENARIU 2.1 - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	-5.91%	%
VANF	-859.95	mii LEI
VANF incasari	1,561.29	mii LEI
VANF cheltuieli	2,421.24	mii LEI
TR	>20	ani
Castig mediu anual	-43.00	mii LEI
RBC	0.64	-

În situația acestei simulări pentru scenariul 2, în absența oricărei forme de finanțare nerambursabilă, se observă că RIRF (Rata Internă de Rentabilitate Financiară) este sub rata de actualizare de 4% pe care o luăm în considerare. În plus, VANF (Valoarea Actualizată Netă Financiară) are o valoare negativă, ceea ce înseamnă că raportul cost beneficiu este mai mic decât unitatea. Acest lucru indică faptul că proiectul nu este viabil în lipsa finanțării nerambursabile, în conformitate cu presupunerile făcute în calcul.

Simularea 2.2.

Valorile simulării rezultate în urma calculelor sunt:

Analiza financiara - SCENARIU 2.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	3.35%	%
VANF	-28.00	mii LEI
VANF incasari	1,561.29	mii LEI
VANF cheltuieli	1,589.29	mii LEI
TR	14.42	ani

Castig mediu anual	-1.40	mii LEI
RBC	0.98	-

În această versiune a simulării, se observă că Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) nu depășește rata de actualizare de 4% stabilită, Valoarea Actualizată Netă Financiară (VANF) este negativă și Raportul Cost-Beneficiu (RCB) este puțin mai mic decât 1. Se observă că proiectul are un Termen de Recuperare a investiției destul de ridicat. Luându-se toate aceste considerente în calcul, Scenariul optim este varianta CU finanțare nerambursabilă a Scenariului 1, scenariu ce are RIRF mai mare decât 4%, VANF pozitiv și un Raport Cost Beneficiu clar supraunitar.

4.6.4. Analiza comparativă scenariilor de bază – observații și concluzii

În cadrul acestui subcapitol se vor analiza rezultatele obținute în urma proiecțiilor financiare ale scenariilor de bază selectate:

Analiza financiara - SCENARIU 1.1 - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	-1.38%	%
VANF	-470.97	mii LEI
VANF incasari	1,615.81	mii LEI
VANF cheltuieli	2,086.77	mii LEI
TR	>20	ani
Castig mediu anual	-23.55	mii LEI
RBC	0.77	-

Analiza financiara - SCENARIU 1.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	14.45%	%
VANF	370.91	mii LEI
VANF incasari	1,615.81	mii LEI
VANF cheltuieli	1,244.90	mii LEI
TR	7.09	ani
Castig mediu anual	18.55	mii LEI
RBC	1.30	-

Se observa o diferență semnificativă în favoarea scenariului 1.2 în ceea ce privește rata internă de rentabilitate. Analizând aceste diferențe în performanța financiară, se evidențiază clar superioritatea scenariului 1.2, cel cu finanțare nerambursabilă.

- În scenariul 1.2, se observa un RIRF ridicat, care este cu mult peste rata de actualizare de 4%. De asemenea, VANF este de 370.91 mii Lei, o valoare clar pozitivă, indicând fezabilitatea proiectului în circumstanțele date.
- Atât din perspectiva RIRF, cât și din perspectiva VANF, se observa o creștere semnificativă a indicatorilor de performanță financiară în cazul scenariului 1.2 comparativ cu varianta fara finanțare nerambursabilă a scenariului 1. Acest lucru demonstrează în primul rând necesitatea și importanța finanțării nerambursabile, dar și impactul major pe care aceasta o are în valorile de proiect considerate.
- De asemenea, Raportul Cost – Beneficiu în cadrul Scenariului 1.2 are o valoare apropiată de peste 1, ceea ce indică faptul că valoarea încasărilor nete este mai mare comparativ cu valoarea actualizată netă a cheltuielilor cu proiectul, comparativ cu valoarea cu mult sub 1 a aceluiași Raport în cazul Scenariului fara finanțare nerambursabilă.

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

4.7.1. Definiere parametrii / ipoteze de calcul

La fel ca în analiza financiară, analiza economică a fost realizată pe un interval de timp de 20 de ani, constând într-un an pentru implementare și 19 ani de operare. Cu toate acestea, pentru actualizare, se va utiliza o rată de actualizare de **5%**.

Pe lângă evaluarea aspectelor financiare, pentru calcularea indicatorilor de performanță economică, cum ar fi RIRE (rata internă de rentabilitate economică) și VANE (venit net actualizat economic), se va ține cont și de un avantaj indirect rezultat din implementarea și ulterioara exploatare a centralei fotovoltaice. Acest beneficiu indirect, definit în cadrul analizei economice, se reflectă în cantitățile de emisii de carbon evitate, legate de producția de energie electrică valorificabilă generată din sursele fotovoltaice. Așadar, se includ în categoria veniturilor beneficiile indirecte, cum ar fi reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, exprimată în tone de carbon evitat.

4.7.2. Principalii indicatori de performanță economică

Indicatorii de performanță economică obținuți din proiecția financiară efectuată sunt prezentați în continuare. Valorile simulate sunt următoarele:

Analiza economica - SCENARIU 1 – cu finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRE	23.75%	%
VANE	677.49	mii LEI
VANE incasari	1,840.82	mii LEI
VANE cheltuieli	1,163.33	mii LEI
TR	4.92	ani
Castig mediu anual	33.87	mii LEI
RBC	1.58	-

În ceea ce privește această variantă de simulare, se observă că RIRE (Rata Internă de Rentabilitate Economică) este cu mult mai mare decât rata de actualizare de 5%, iar VANE (Valoarea Actuală Netă a Economică) este pozitivă. Aceasta implică faptul că raportul cost-beneficiu este mai mare de 1, ceea ce confirmă fezabilitatea proiectului, în conformitate cu ipotezele de calcul luate în considerare. Acest raport are valoarea de peste 1, ceea ce indica faptul ca valoarea încasărilor nete este mai mare comparativ cu valoarea actualizata neta a cheltuielilor cu proiectul in cazul acestui Scenariu.

Proiectul va fi capabil să se susțină financiar după încheierea finanțării solicitate, demonstrând abilitatea de a menține funcționarea și întreținerea investiției după finalizarea acesteia, așa cum poate fi observat în proiecția economică realizată.

Includerea beneficiului indirect în categoria veniturilor are ca rezultat îmbunătățirea indicatorilor de performanță. În acest scop, vom prezenta mai jos o comparație între valorile indicatorilor atunci când efectuăm **analiza economică** și valorile acestora în cazul **analizei financiare**.

Analiza financiara - SCENARIU 1 - cu finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	14.45%	%
VANF	370.91	mii LEI
VANF incasari	1615.81	mii LEI
VANF cheltuieli	1244.90	mii LEI
TR	7.09	ani
Castig mediu anual	18.55	mii LEI
RBC	1.30	-

RATA ACTUALIZARE = 4%

Analiza economica - SCENARIU 1 – cu finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRE	23.75%	%
VANE	677.49	mii LEI
VANE incasari	1840.82	mii LEI
VANE cheltuieli	1163.33	mii LEI
TR	4.92	ani
Castig mediu anual	33.87	mii LEI
RBC	1.58	-

RATA ACTUALIZARE = 5%

4.8. Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate studiază impactul modificărilor individuale ale variabilelor cheie din model asupra ratei de rentabilitate a investiției (RIRF). În cadrul acestui proces, se identifică variabilele critice, care au o influență semnificativă asupra rezultatelor obținute în analiza financiară. Acest lucru se realizează prin permiterea variabililor să fie modificate cu o anumită rată procentuală, luând în considerare modificările ulterioare ale indicatorilor de performanță financiară și economică.

Variabilele sunt modificate una câte una, în timp ce ceilalți parametri rămân stabili. Variabilele sunt considerate „critice” atunci când o schimbare de 10% (fie în creștere, fie în scădere) determină o modificare corespunzătoare de 5% a valorii nete actuale (VAN) sau de un punct procentual al ratei interne de rentabilitate (RIR) de bază.

În această situație, indicatorii relevanți pentru evaluarea performanței financiare includ rata internă de rentabilitate financiară (RIRF) și valoarea actuală netă financiară (VANF), cu o atenție deosebită acordată VANF datorită comparației specifice a scenariilor analizate.

Prin intermediul analizei de senzitivitate, identificăm parametrii variabili utilizați în calculul proiectului. Scenariul de bază pentru analiza de sensibilitate va fi simularea 1.2, adică varianta cu finanțare nerambursabila a Scenariului 1.

4.8.1. Definire ipoteze de calcul – variabile selectate

Datorită caracteristicilor particulare ale proiectului în discuție, s-au stabilit următorii parametri variabili, cunoscuți sub numele de variabile critice:

- Valoarea producției de energie electrică valorificabilă.
- Prețul energiei electrice.

Scopul stabilirii acestor parametri critici constă în varierea lor și evidențierea impactului pe care aceste variații îl au asupra indicatorilor de performanță ai proiectului.

Se vor calcula valorile de comutare pentru fiecare variabilă critică, în special pentru prețul energiei electrice, pentru a ilustra variațiile pentru care proiectul devine nefezabil, adică când rata internă de rentabilitate (RIRF) scade sub 4% sau valoarea actualizată netă (VANF) devine negativă.

În ceea ce privește variabila critică - valoarea producției de energie electrică valorificabilă, vom efectua simulări în două scenarii, atât la limita minimă, cât și la limita maximă. Determinarea valorilor de comutare ne va indica nivelul de risc al fluctuațiilor de preț pentru care proiectul ar deveni nefezabil, în conformitate cu ipotezele de calcul specificate. Prin urmare, simulările de sensibilitate pentru fiecare variabilă critică identificată vor fi prezentate în subcapitolele următoare.

4.8.2. Definire scenariilor de simulare

Variabila identificată „producție valorificabilă de energie electrică”

Denumire	Indicativ simulare	Valoare producție [MWh/an]	Observatii
Simularea 1.2.1: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Sensitivitate "-"	1.2.1	149.33	productie MINIMA de energie electrica
Simularea 1.2: Analiza financiara - SCENARIU 1	1.2	165.92	productie energie electrica de referinta
Simularea 1.2.2: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Sensitivitate "+"	1.2.2	182.51	productie MAXIMA de energie electrica

Variabila identificată „preț energie electrică”

Denumire	Indicativ simulare	Modificare preț energie electrică [%]	Observații
Simularea 1.2.3: Analiza financiară - SCENARIU 1.2 - Sensitivitate "-"	1.2.3	-24.00%	Sensitivitate "-"
Simularea 1.2.4: Analiza financiară - SCENARIU 1.2 - Sensitivitate "-"	1.2.4	-22.00%	

Simularea 1.2: Analiza financiară - SCENARIU 1.2	1.2	0.00%	preț energie electrică de referință 800 [Lei/MWh]
Simularea 1.2.5: Analiza financiară - SCENARIU 1.2 - Senzitivitate "+"	1.2.5	22.00%	Senzitivitate "+"
Simularea 1.2.6: Analiza financiară - SCENARIU 1.2 - Senzitivitate "+"	1.2.6	24.00%	

4.8.3. Principalii indicatori de performanță financiară – senzitivități

Pentru fiecare scenariu distinct considerat, adică pentru fiecare variantă de simulare, se va prezenta în cadrul capitolului rezultatele obținute pentru indicatorii de performanță financiari.

Variabila identificată „producție valorificabilă de energie electrică”

Simulări aferente SCENARIULUI 1.2 – 160.29 kWp – producție nominală în primul an: 165.92 MWh.

Valorile de simulare pentru scenariul de referință sunt următoarele:

Analiza financiara - SCENARIU 1.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	14.45%	%
VANF	370.91	mii LEI
VANF incasari	1,615.81	mii LEI
VANF cheltuieli	1,244.90	mii LEI
TR	7.09	ani
Castig mediu anual	18.55	mii LEI
RBC	1.30	-

Valorile simulării sunt următoarele (producție de energie electrică în primul an 149.33 MWh):

Senzitivitate "-"		
Plafonare valoare MINIMA productie energie electrica PV		
Varianta simulare	Simularea 1.2.1 : Analiza financiara - SCENARIU 1 - CU finantare nerambursabila - Senzitivitate "-"	
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	10.28%	%
VANF	209.33	mii LEI
VANF incasari	1,454.23	mii LEI
VANF cheltuieli	1,244.90	mii LEI

TR	8.84	ani
Castig mediu anual	10.47	mii LEI
RBC	1.17	-

Valorile simulării sunt următoarele (producție de energie electrică în primul an 182.51 MWh):

Senzitivitate "+"		
Plafonare valoare MAXIMA productie energie electrica PV		
Varianta simulare	Simularea 1.2.2: Analiza financiara - SCENARIU 1 - CU finantare nerambursabila - Sensitivitate "+"	
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	18.32%	%
VANF	532.49	mii LEI
VANF incasari	1,777.40	mii LEI
VANF cheltuieli	1,244.90	mii LEI
TR	5.98	ani
Castig mediu anual	26.62	mii LEI
RBC	1.43	-

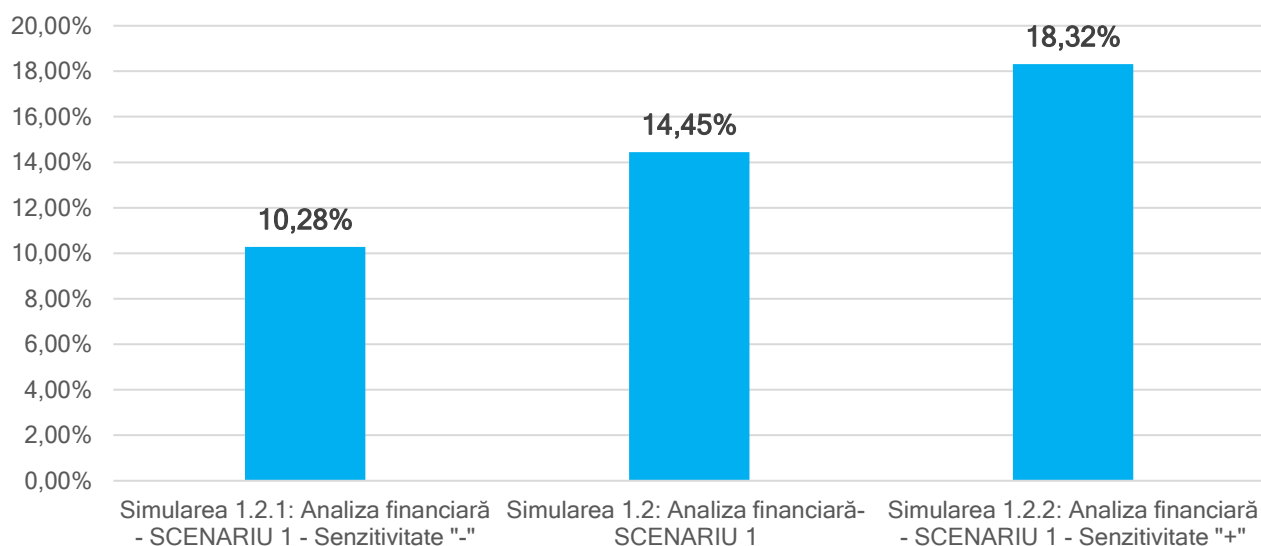
În toate scenariile în care se considera fie un scenariu pozitiv în care producția de energie electrică anuală este maximă, fie un scenariu pesimist în care producția de energie electrică anuală este minimă, se observă că RIRF (Rata Internă de Rentabilitate Financiară) depășește rata de actualizare de 4%, iar VANF (Valoarea Actualizată Netă Financiară) este pozitivă. De la o simulare la alta diferă semnificativ Raportul Cost – Beneficiu, acesta fiind maxim în cazul producției de energie electrică mai mare decât producția de referință din cadrul Simulării 1.2. Cu toate acestea, se poate concluziona că o performanță de producție a energiei electrice mai scăzută față de parametrii precizați în fișele tehnice ale echipamentelor utilizate nu conduce la nefezabilitatea proiectului considerat.

CENTRALIZARE sensibilitati variabila „producție energie electrică”:

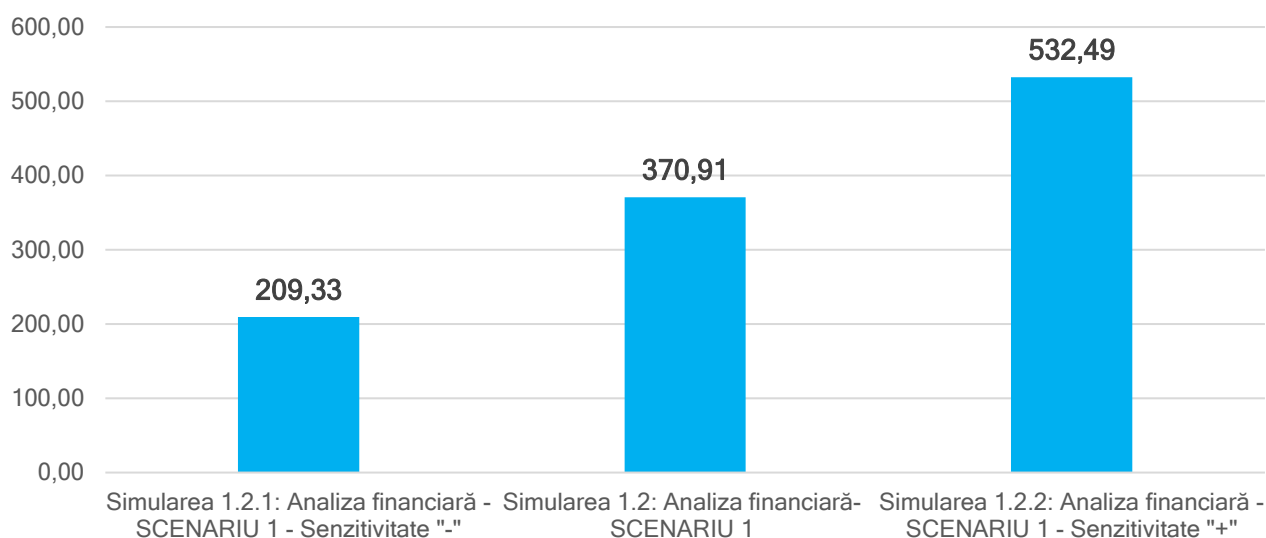
Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
Simularea 1.2.1: Analiza financiară - SCENARIU 1 - Sensitivitate "-"	10.28%	209.33
Simularea 1.2: Analiza financiară - SCENARIU 1	14.45%	370.91
Simularea 1.2.2: Analiza financiară - SCENARIU 1 - Sensitivitate "+"	18.32%	532.49

Graficele prezentate mai jos ilustrează indicatorii de performanță financiară RIRF și VANF în cadrul analizei de sensibilitate în care se modifică producția anuală de energie electrică:

Comparatii RIRF analiza senzitivitate - variabila "productie energie electrica" [%]



Comparatii VANF analiza senzitivitate - variabila "productie energie electrica" [mii Lei]



Variabila identificată „preț energie electrică”

Simulări aferente SCENARIU 1 – 160.29 kWp

Valorile simulării pentru scenariul de referința sunt următoarele:

Analiza financiara - SCENARIU 1.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	14.45%	%
VANF	370.91	mii LEI
VANF incasari	1,615.81	mii LEI
VANF cheltuieli	1,244.90	mii LEI

TR	7.09	ani
Castig mediu anual	18.55	mii LEI
RBC	1.30	-

Valorile simulării sunt următoarele (prețul energiei electrice scade cu 24% - 608 lei/MWh):

Simularea 1.2.3: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Sensitivitate "-"		
Denumire	Valoare	Unitatea de masura
RIRF	3.42%	%
VANF	-16.88	mii LEI
VANF incasari	1,228.02	mii LEI
VANF cheltuieli	1,244.90	mii LEI
TR	14.37	ani
Castig mediu anual	-0.84	mii LEI
RBC	0.99	-

Valorile simulării sunt următoarele (prețul energiei electrice scade cu 22% - 624 lei/MWh):

Simularea 1.2.4: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Sensitivitate "-"		
Denumire	Valoare	Unitatea de masura
RIRF	4.52%	%
VANF	15.43	mii LEI
VANF incasari	1,260.34	mii LEI
VANF cheltuieli	1,244.90	mii LEI
TR	13.12	an
Castig mediu anual	0.77	mii LEI
RBC	1.01	-

Valorile simulării sunt următoarele: (prețul energiei electrice creste cu 22% - 976 lei/MWh):

Simularea 1.2.5: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Sensitivitate "+"		
Denumire	Valoare	Unitatea de masura
RIRF	22.73%	%
VANF	726.39	mii LEI
VANF incasari	1,971.29	mii LEI
VANF cheltuieli	1,244.90	mii LEI
TR	5.09	an
Castig mediu anual	36.32	mii LEI
RBC	1.58	-

Valorile simulării sunt următoarele (prețul energiei electrice creste cu 24% - 992 lei/MWh):

Simularea 1.2.6: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Senzitivitate "+"		
Denumire	Valoare	Unitatea de masura
RIRF	23.45%	%
VANF	758.71	mii LEI
VANF incasari	2,003.61	mii LEI
VANF cheltuieli	1,244.90	mii LEI
TR	4.97	an
Castig mediu anual	37.94	mii LEI
RBC	1.61	-

CENTRALIZARE senzitivitati variabila „preț energie electrica”:

În această secțiune, se vor centraliza rezultatele fiecărei simulări efectuate în cadrul analizei de senzitivitate, luând în considerare variațiile în ceea ce privește variabila critică „prețul energiei electrice”. În acest scop, se vor prezenta sub forma unui tabel rezultatele fiecărei simulări, începând cu sensibilitățile negative, apoi scenariul de referință, și apoi sensibilitățile pozitive. Acest lucru va oferi o imagine completă a modului în care indicatorii de performanță financiară evoluează în funcție de diferitele scenarii analizate.

De asemenea, în tabelele prezentate, vor fi evidențiate valorile care cad sub pragul de 4% pentru Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) și valorile negative ale Valorii Actuale Netă Financiară (VANF).

Între simulările „Simulare 1.2.3.” (în care se constată că nu este fezabil: $RIRF < 4\%$ și $VANF < 0$) și „Simulare 1.2.4.” (în care se constată că este fezabil: $RIRF > 4\%$ și $VANF > 0$), se identifică valoarea de prag a variabilei critice, și anume a prețului energiei electrice. Având în vedere succesivele variații ale prețului energiei electrice în România, se stabilește valoarea de comutare a proiectului, care se situează între 608.00 Lei/MWh și 624.00 Lei/MWh. Aceasta reprezintă o scădere a prețului energiei electrice de aproximativ 22-24% față de prețul de referință menționat în datele analizei financiare de intrare.

Denumire	RIRF [%]	VANF [mii Lei]	Preț energie electrica [lei/MWh]
Simularea 1.2.3: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Senzitivitate "-"	3.42%	-16.88	608.00
Simularea 1.2.4: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Senzitivitate "-"	4.52%	15.43	624.00
Simularea 1.2: Analiza financiara - SCENARIU 1.2	14.45%	370.91	800.00
Simularea 1.2.5: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Senzitivitate "+"	22.73%	726.39	976.00
Simularea 1.2.6: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Senzitivitate "+"	23.45%	758.71	992.00

	-22.00%
--	---------

Valoarea de comutație, pentru variabila critică identificată „preț energie electrică”, este cuprinsă între o scădere a acestuia:	-24.00%
respectiv un preț al energiei electrice cuprins între:	608.00
	624.00

În ciuda acestor variabilități, nu se constată un risc semnificativ de nerealizare a proiectului. Probabilitatea ca prețul energiei electrice să se situeze în intervalul menționat anterior este foarte mică.

Pe de altă parte, trebuie să se sublinieze că există sensibilități semnificative în sens opus, adică pentru aceleași variații luate în considerare pentru determinarea valorilor de comutare ale prețului energiei electrice într-un scenariu de creștere. Aceste variații au un impact semnificativ asupra Ratei Interne de Rentabilitate (RIRF) și a Valorii Actuale Net (VANF).

Cu alte cuvinte, orice creștere a prețului energiei electrice accelerează amortizarea investiției într-o măsură semnificativă, având un impact direct asupra veniturilor generate de proiect.

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

Obiectivul principal al acestei analize de risc este de a identifica principalele potențiale riscuri asociate proiectului și, în cazul în care acestea sunt importante, să se identifice măsuri de limitare a acestora.

Principalele riscuri care pot afecta proiectul se pot clasifica astfel:

- *Riscuri interne* – Acestea sunt reprezentate de întârzierile în procedurile de achiziție a contractelor de furnizare, servicii sau lucrări;
- *Riscuri externe* – Condițiile meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrărilor;
- *Riscuri pe perioada de implementare* – Neîncadrarea efectuării lucrărilor de către constructor în graficul de timp aprobat și în cuantumului financiar stipulat în contractul de lucrări;
- *Riscuri pe perioada de operare* – Aceste riscuri depind de modul de desfășurare a activităților prevăzute în planul de acțiune al proiectului, în faza de proiectare sau în faza de execuție.

Risc	Tehnici de control	Măsuri de management al riscurilor
Întârzierile în procedurile de achiziție a contractelor de furnizare, servicii sau lucrări	Evitarea riscului	Pentru a evita întârzierile în organizarea procedurilor de achiziție, se va întocmi un grafic de realizare a acestora care se va respecta ținând cont de termenii alocați fiecărei proceduri și se va încerca o comunicare cât mai strânsă cu colaboratorii.
Condiții meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrărilor	Reducerea riscului	În vederea reducerii impactului asupra implementării cu succes a investiției, se recomandă o planificare riguroasă a activităților proiectului și luarea în calcul a unor marje de timp.

<p>Neîncadrarea efectuării lucrărilor de către constructor în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de lucrări</p>	<p>Evitarea riscului</p> <p>Reducerea riscului</p>	<p>Pentru ca acest risc să poată fi prevenit este necesar ca din etapa de elaborare a documentației de finanțare, graficul Gantt al proiectului și bugetul estimat de costuri, să fie elaborate cât mai corect. În acest sens, introducerea rezervelor financiare și de timp este o măsură preventivă.</p> <p>În condițiile în care prevenirea acestui risc nu constituie o măsură oportună și realistă, în contractul încheiat cu constructorul trebuie stipulate clauze de penalitate și denunțare unilaterală</p>
<p>Erori în calculul soluțiilor tehnice</p> <p>Executarea defectuoasă a unor părți din lucrări</p> <p>Nerespectarea normativelor și legislației în vigoare</p> <p>Dificultăți în angajarea și instruirea personalului specializat în întreținerea și exploatarea investiției</p>	<p>Reducerea riscului</p>	<p><i>Reducerea acestor riscuri se face prin:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Planificarea logică și cronologică a activităților cuprinse în planul de acțiune; ✓ Verificarea fazei de proiectare; ✓ Supravegherea modului de execuție al lucrărilor; ✓ Încadrarea proiectului în standardele de calitate și în termenele prevăzute; ✓ Respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului; ✓ Protejarea și conservarea mediului înconjurător; ✓ Solicitarea furnizorilor echipamentelor și instalațiilor, în vederea instruirii personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora; ✓ Angajarea personalului va avea în vedere calificarea corespunzătoare a posturilor.

Măsuri de administrare a riscurilor

Procesul gestionării riscurilor se desfășoară pe parcursul a trei etape principale:

- (A) identificarea;
- (B) evaluarea;
- (C) tratamentul (managementul) riscurilor.

(A) Identificarea riscurilor

Principalele riscuri susceptibile să afecteze proiectul se pot clasifica astfel:

- **riscuri interne:** întâzieri în procedurile de achiziții a contractelor de furnizare, servicii sau lucrări;
- **riscuri externe:** legislația instabilă.

(B) Evaluarea riscurilor

Această etapă este utilă în determinarea priorităților în alocarea resurselor pentru controlul și finanțarea riscurilor. Estimarea riscurilor presupune conceperea unor metode de măsurare a importanței riscurilor precum și aplicarea lor pentru riscurile identificate.

Abordarea ordinală

Abordarea ordinală a probabilității de apariție a riscurilor proiectului s-a făcut în funcție de frecvența (probabilitatea de producere a evenimentului) și severitatea consecințelor (impactul pe care îl poate avea asupra proiectului fenomenul vizat). În acest caz, poziționarea riscurilor în diagrama riscurilor este subiectivă și se bazează doar pe expertiza echipei de proiect. Pentru această etapă, esențială este matricea de evaluare a riscurilor, în funcție de probabilitatea de apariție și impactul produs.

Impact/ Probabilitate	Scăzut	Mediu	Ridicat
Scăzut	<ul style="list-style-type: none"> •Erori în calculul soluțiilor tehnice •Executarea defectuoasă a unor părți din lucrare •Nerespectarea normativelor și legislației în vigoare •Dificultăți în angajarea și instruirea personalului specializat în întreținerea și exploatarea investiției 	Nerespectarea termenelor de investiție conform calendarului prevăzut	
Mediu		Condiții meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrărilor	Întârzierile în procedurile de achiziție a contractelor de furnizare, servicii sau lucrări
Ridicat			Neîncadrarea efectuării lucrărilor de către constructor în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de lucrări

Matricea poate fi folosită în stabilirea strategiei de management astfel:

- pentru riscurile din prima categorie (probabilitate scăzută, impact scăzut) se recomandă **tehnici de reținere a riscului**;
- pentru riscurile din a doua categorie (probabilitate scăzută și impact ridicat), este recomandată **asigurarea**, deoarece materializarea lor ar avea un impact foarte puternic asupra proiectului;
- pentru riscurile din a treia categorie (probabilitate ridicată, impact scăzut) se impun a fi **aplicate tehnici de control al riscului**, în scopul reducerii frecvenței de producere.

Tehnicile de control vor fi combinate cu tehnicile de reținere:

- riscurile din ultima categorie (probabilitate ridicată, impact scăzut) trebuie **evitate**.

(C) Tratamentul (managementul) riscurilor

Tehnicile de control a riscului recunoscute în literatura de specialitate se împart în două categorii:

- tehnici care reduc probabilitatea de apariție a riscurilor;
- tehnici care reduc impactul riscurilor.

Din categoria tehnicilor care reduc probabilitatea de apariție a riscurilor fac parte:

- evitarea riscului;
- prevenirea pierderilor.

Din categoria tehnicilor care reduc impactul riscurilor fac parte:

- reducerea pierderilor;
- dispersia expunerilor la pierderi;
- transferul contractual al riscului.

Prezenta analiză de risc este întocmită în cadrul proiectului tehnic care are drept scop să stabilească echipamentele și lucrările necesare pentru a răspunde cerințelor impuse de exigențele de calitate a energiei electrice și a funcționării în condiții de siguranță.

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

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

DETALII	<i>Scenariul 1 – Module fotovoltaice monocristaline cu puterea nominală de 585 Wp și invertoare de 100 kW, 50kW respectiv 12kW</i>	<i>Scenariul 2 – Module fotovoltaice monocristaline cu puterea nominală de 450 Wp și invertoare 50 kW, respectiv 12 kW</i>
ASPECTE TEHNICE		
Configurația	Invertoare - 1 buc, 100 kW - 1 buc., 50 kW - 1 buc. 12 kW Panouri - 274 buc	Invertoare – 3 buc, 50 kW – 1 buc. 12 kW Panouri – 352 buc
Tipul panoului fotovoltaic	Siliciu monocristalin	Siliciu monocristalin
Puterea unui panou fotovoltaic	585 Wp	450 Wp
Putere instalată de curent continuu (suma panourilor)	160.29 kWp	158.40 kWp
Eficiența Panourilor	22.65 %	20.26 %
Condiții de testare panouri	STC	STC
Putere instalată în curent alternativ	162 kW	162 kW
Eficiența europeană a invertoarelor	100 KW - 98.4% 50 KW - 98.0% 12KW - 97.9%	50 KW 98.0% 12KW - 97.9%
Producția anuală a centralei fotovoltaice (din simulare)	165,92 MWh	163,49 MWh
Reducerea anuală estimată a gazelor cu efect de seră	101,52 tone CO ₂	100,03 tone CO ₂
Riscuri	Puterea mai mare a invertoarelor duce la faptul ca parcul fotovoltaic este mai puțin descentralizata.	Un număr mare de echipamente conduce la un risc mai mare de apariție a unui defect ale acestora.
Sustenabilitate	Aceasta solutie are un grad mare de sustenabilitate deoarece investiția duce la o economie a costurilor energiei electrice și la micșorarea ampretei de carbon pe o durata de zeci de ani de funcționare	Aceasta solutie are un grad mare de sustenabilitate deoarece investiția duce la o economie a costurilor energiei electrice și la micșorarea ampretei de carbon pe o durata de zeci de ani de funcționare
ASPECTE ECONOMICE		
Costuri investiționale	1.312.966,20 lei fără TVA	1.505.798,40 lei fără TVA

AVANTAJE	<ol style="list-style-type: none"> 1. Eficiența mai mare a panourilor. 2. Producție anuală mai mare. 3. Cost redus de întreținere și operare. 4. Scăderea considerabilă a amprentei de carbon. 5. Un număr semnificativ mai mic de echipamente. 	Scăderea considerabilă a amprentei de carbon.
DEZAVANTAJE		<ol style="list-style-type: none"> 1. Producție anuală mai mică 2. Impact ecologic mai mic 3. Ocupă mai mult spațiu pe teren 4. Riscurile cauzate de defecțiuni vor adăuga cheltuieli mari în exploatare și mentenanță

Rezultatele obținute din analiza proiecțiilor financiare pentru scenariile de bază selectate sunt prezentate în tabelul de mai jos:

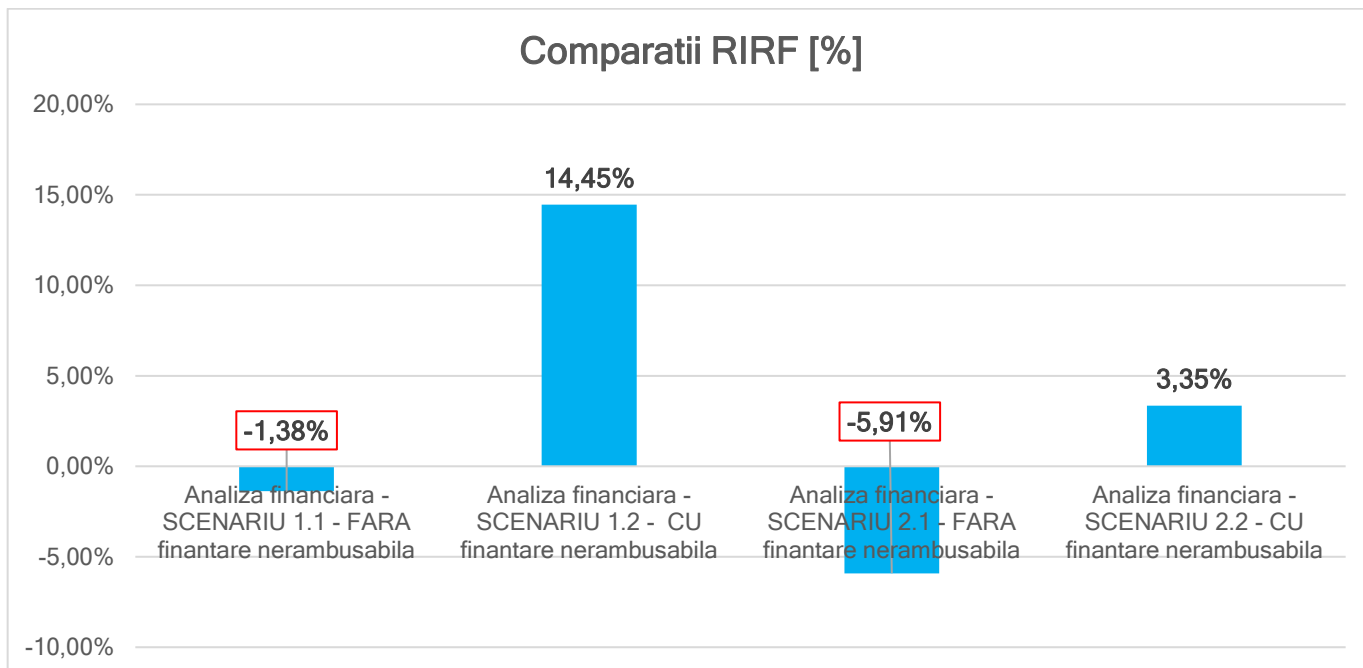
Analiza financiara - SCENARIU 1.1 - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	-1.38%	%
VANF	-470.97	mii LEI
VANF incasari	1,615.81	mii LEI
VANF cheltuieli	2,086.77	mii LEI
TR	>20	ani
Castig mediu anual	-23.55	mii LEI
RBC	0.77	-

Analiza financiara - SCENARIU 1.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	14.45%	%
VANF	370.91	mii LEI
VANF incasari	1,615.81	mii LEI
VANF cheltuieli	1,244.90	mii LEI
TR	7.09	ani
Castig mediu anual	18.55	mii LEI
RBC	1.30	-

Analiza financiara - SCENARIU 2.1 - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	-5.91%	%
VANF	-859.95	mii LEI
VANF incasari	1,561.29	mii LEI
VANF cheltuieli	2,421.24	mii LEI
TR	>20	ani

Analiza financiara - SCENARIU 2.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	3.35%	%
VANF	-28.00	mii LEI
VANF incasari	1,561.29	mii LEI
VANF cheltuieli	1,589.29	mii LEI
TR	14.42	ani

Castig mediu anual	-43.00	mii LEI	Castig mediu anual	-1.40	mii LEI
RBC	0.64	-	RBC	0.98	-



Se observă o clară superioritate a scenariului 1.2 în ceea ce privește rata internă de rentabilitate, termenul de recuperare a investiției și Raportul Cost – Beneficiu. Atunci când se analizează diferențele în performanța financiară, este evidentă superioritatea Scenariului 1.2 Așadar, scenariul optim selectat, scenariul recomandat, va fi Scenariul 1.2.

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

Din analizele realizate, din punct de vedere tehnic economico financiar, **Scenariul 1** este considerat optim spre a fi implementat.

Scenariul 1 comparativ cu Scenariul 2, prezintă următoarele avantaje care justifică alegerea:

1. Prezintă o **producție anuală mai mare**. În scenariul 1 producția anuală a parcului fotovoltaic în curent alternativ este de 165,92 MWh/an, pe când în scenariul 2 parcul fotovoltaic generează mai puțin, și anume 163,49 MWh.
2. Necesită mai **puține lucrări de mentenanță**, dat fiind faptul că numărul echipamentelor este mai mic.
3. Implicit, prezintă **costuri de mentenanță mai mici**.
4. Panourile prezentate în Scenariul 1 prezintă o **eficiență mult mai mare**.
5. **Randamentul anual este mai mare**, fiind de 1,034.88 kWh/kWp, comparativ cu Scenariul 2 în care este prezentă o valoare de 1,031.67 kWh/kWp.
6. **Amplasamentul panourilor fotovoltaice ocupă o suprafață mai mică pe teren** comparativ cu Scenariul 2.
7. Un număr mai mic de invertoare sporește **fiabilitatea sistemului**.
8. **Un impact ecologic mai eficient**.
9. **Scăderea considerabilă a amprentei de carbon**.

10. Necesită investiție mai mică.
11. Încărcarea sarcinii terenului este mai mică comparativ cu Scenariul 2, dar fiind faptul amplasamentul mai mic.
12. Degradarea modulelor prezentate în Scenariul 1 indică o dependență mai bună în timp, comparativ cu panourile utilizate în Scenariul 2.

Mai jos, se prezintă rezultatele atât ale analizei financiare, cât și ale celei economice pentru scenariul 1.2, care este opțiunea recomandată:

Analiza financiara - SCENARIU 1 - cu finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRF	14.45%	%
VANF	370.91	mii LEI
VANF incasari	1615.81	mii LEI
VANF cheltuieli	1244.90	mii LEI
TR	7.09	ani
Castig mediu anual	18.55	mii LEI
RBC	1.30	-

RATA ACTUALIZARE = 4%

Analiza economica - SCENARIU 1 - cu finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	Unitate de masura
RIRE	23.75%	%
VANE	677.49	mii LEI
VANE incasari	1840.82	mii LEI
VANE cheltuieli	1163.33	mii LEI
TR	4.92	ani
Castig mediu anual	33.87	mii LEI
RBC	1.58	-

RATA ACTUALIZARE = 5%

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

- a) de completat dupa primirea studiului topo si geo.
- b) Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

Alimentarea cu apă: pentru curățarea și întreținerea panourilor, va fi necesară alimentarea cu apă a amplasamentului – apa este trecută prin procesul de osmoză, astfel se elimină detergenții și impuritățile din apă, evitându-se apariția petelor și a calcarului pe suprafața panourilor.

Evacuarea apelor uzate: nu vor fi necesare căi de evacuare a apelor pluviale rezultate în urma spălării panourilor, deoarece ele se vor revărsa în terenul amplasamentului.

Racordarea centralei fotovoltaice: se va realiza prin montarea unei statii de transformare de 400 kVA - 20/0.4 kV in apropierea zonei de poziționare CEF și racordarea acestuia pe linia de medie tensiune din proximitate.

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

1. Panourile

Sistemul fotovoltaic va fi alcătuit dintr-un număr de 274 module fotovoltaice. Puterea nominală a modulelor fotovoltaice va fi de 585 Wp, cu un randament nominal de minimum 22.65 % în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 87.4 % față de nominal după 30 de ani de funcționare

2. Invertoarele

Invertoarele solare trifazate propuse pentru soluțiile tehnice cu o putere nominală de 100 kW, 50 kW, respectiv 12 kW, se află pe lista de invertoare acreditate Transelectrica și de către operatorul de distribuție, și se pot folosi pentru integrarea parcurilor fotovoltaice în rețelele electrice publice din România. Certificatul de garanție a invertoarelor este valabil pe o perioadă de 20 ani.

Invertoarele cu o putere nominală de 100 kW, 50 kW respectiv 12 kW sunt de tipul „string inverter” (în serie), și oferă o putere de ieșire de 100 kW, 50 kW și 12 kW.

Invertorul acceptă un raport DC/AC de până la 1.4. Dispozitivul poate funcționa stabil în condiții de rețea extrem de slabe.

Cântărind doar 93 kg, 49 kg și 21 kg, invertoarele au 10 MPPT-uri, 4 MPPT-uri și 2 MPPT-uri (urmărirea punctelor de putere maximă) la 40 A. Cu două șiruri conectate la un MPPT, nu există nicio amenințare cu o conexiune inversă a șirului. Fiecare ajută la creșterea densității de putere cu aproximativ 28% față de generația anterioară. Datorită tehnologiei de răcire cu aer forțat inteligent și protecției IP66, soluția poate fi instalată în condiții nefavorabile.

Invertorul convertește energia în curent continuu produsă de câmpul de panouri fotovoltaice în energie sub formă de curent alternativ, compatibilă cu rețeaua electrică. Legătura dintre acestea și rețeaua internă a beneficiarului se va face prin intermediul unui tablou electric general fotovoltaic (TEG PV) de racord care se va conecta apoi pe linia de medie tensiune.

Invertorul nu necesită o alimentare a serviciilor interne proprii având ventilație naturală, acesta se va alimenta pe durata nopții din tabloul electric, în sens invers, dacă va fi nevoie, consumul pe timp de noapte fiind de 5.5 W.

Invertorul ales va respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametrii energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.), Acesta va fi acreditat ANRE conform ordin - 208/14.12.2018.

Având gradul de protecție IP66 acesta se va putea monta atât în exterior cât și în interior.

Invertoarele de putere trifazate permit reglarea automată a puterii active produse în următoarele moduri:

✓ **Reglare automată statică a puterii active produse**

Prin intermediul interfeței grafice de comandă se limitează permanent puterea ce poate fi livrată în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală.

✓ **Reglare automată statică în trepte a puterii active produse – buclă de reglaj deschisă**

Prin intermediul modulului de intrări digitale disponibil la nivelul invertorului de putere se poate regla în trepte fixe puterea livrată în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare X% din puterea nominală.

✓ **Reglare automată dinamică a puterii active produse – buclă de reglaj închisă**

Sistemul de reglare automată dinamică a puterii active produse în buclă de reglaj închisă presupune reducerea puterii livrate în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală, astfel încât valoarea puterii activă exportată în rețeaua electrică de distribuție să fie

permanent 0 kW. Comanda în cadrul sistemului de reglare automată dinamică a puterii active se face în timp real, prin intermediul unei rețele de comunicație RS485.

Pentru comanda și controlul funcțiilor disponibile la nivelul releului de comandă și control integrat în cadrul invertoarelor de putere, acestea îndeplinesc următoarele funcții:

- ✓ Funcție injecție / absorbție putere reactivă.
- ✓ Funcție reglaj automat tensiune – putere reactivă $Q(U)$.
- ✓ Funcție reglaj automat al puterii active, inverterul de putere este echipat cu o serie de interfețe de comunicație Ethernet, RS485, 4-DI modul intrări digitale.

Pentru implementarea funcției de reglare automată dinamică a puterii active produse se utilizează interfețele de comunicație RS485 disponibile la nivelul invertoarelor de putere trifazate. Inverterul va regla puterea livrată în secundarul inverterului de putere trifazat la o valoare de $X\%$ din puterea nominală în funcție de comanda transmisă de la dispozitivul de comandă și control (smart logger).

Mărimile de intrare pe baza cărora dispozitivul de comandă și control va trimite comandă de reducere a puterii livrate către invertoarele de putere sunt asigurate prin intermediul invertoarelor de putere (putere produsă) și dispozitivului de măsură (putere consumată).

Comanda va fi transmisă în timp real, asigurând-se un reglaj continuu ce nu va permite exportul puterii produse în rețeaua electrică de distribuție (în situația de consum propriu a întregii cantități de energie electrică produsă de instalația fotovoltaică).

Sistemul fotovoltaic propus va avea un număr de trei (x3) invertoare: 1 inverter cu o putere de ieșire de 100 kW 1 inverter cu o putere de ieșire de 50 KW respectiv 1 inverter cu o putere de ieșire de 12 KW.

3. Sistemul de monitorizare/operare al centralei

➤ Modulul Autonom de Monitorizare și Control (MAMC-PV) pentru parcul fotovoltaic

Modulul Autonom de Monitorizare și control pentru parcul fotovoltaic va conține toate elementele necesare monitorizării funcționării centralei PV și pentru comanda acesteia. Modul de comandă al centralei PV depinde dacă MAMC-PV are sau nu conexiune la Internet. Comanda centralei se face remote dacă MAMC-PV are conexiune Internet sau se face din rețeaua Intranet a beneficiarului dacă lipsește conexiunea la Internet.

MAMC-PV asigură stocarea datelor local pe un server separat, care va funcționa în locația beneficiarului.

MAMC-PV este autonom pentru că nu depinde de producătorul echipamentelor și poate funcționa cu sau fără conexiune Internet.

În acest fel se asigură securitatea cibernetică a centralei fotovoltaice, se reduc sau se anulează riscurile defectelor în funcționare sau în instalație provocate de atacurile cibernetic.

MAMC-PV va permite stocarea și accesarea datelor pentru o perioadă de cel puțin 2 ani. Beneficiarul va avea acces la sistemul de urmărire și stocare a datelor, protejat pe nivele de competență.

MAMC-PV va include un sistem de tip „smart metering” care va avea posibilitatea de citire a contoarelor cu o rată de minim o citire /oră. Vizualizarea datelor va fi posibilă și pe platforme mobile tip: smartphone, tableta.

Sistemul va efectua, în funcție de rata de citire setată, o recunoaștere optică a caracterelor - tehnologie OCR, Optical Character Recognition - afișate pe display-ul contorului de energie electrică de decontare, contor care aparține distribuitorului.

Imaginea preluată va fi transmisă către serverul principal, unde, cu ajutorul unei interfețe software, va fi prelucrată. În urma prelucrării imaginilor toate valorile afișate de la contorul de decontare vor fi salvate într-o bază de date.

Utilizând metoda de recunoaștere optică a caracterelor OCR, rata de acuratețe a citirilor de parametri va fi de 100%.

Datorită simplității de implementare a acestui sistem, el poate fi folosit să citească de la distanță și alte contoare sau echipamente de interes pentru beneficiar.

MAMC-PV:

CERINȚE PENTRU PACHETUL SOFTWARE DE MONITORIZARE A PRODUCȚIEI ȘI CONSUMURILOR DE ENERGIE ELECTRICĂ

1. Colectarea datelor de la instalația fotovoltaică

- a. Sistemul va permite citirea datelor utilizând rețeaua de fibră optică și protocol de comunicație Modbus RTU;
- b. Pe lângă datele de bază ale centralei fotovoltaice, softul de management al producției și consumului de energie va fi capabil să colecteze și să stocheze și alte seturi de date, cum ar fi balanța de puteri, balanța de energie, alarmele, valori minime și maxime ale parametrilor;
- c. Sistemul va permite extinderi ulterioare de semnale DI privind funcționarea echipamentelor, securitatea fizică a instalațiilor, etc.

2. Memorarea datelor

Pachetul software și sistemul de management al producției/consumurilor va memora datele într-o bază de date relațională standard.

3. Subsistemul de alarmare

- a. Software-ul de management al producției/consumurilor va avea o fereastră specială pentru afișarea tuturor condițiilor de avertizare și de alarmare;
- b. Fereastra de alarmare va avea posibilități de filtrare și sortare;
- c. Trebuie să existe posibilitatea de a suspenda alarmele pentru o perioadă de timp specificată;
- d. Cel puțin următoarele categorii de alarme trebuie să fie disponibile:
 - Alarmare de depășire limite (LoLo, Lo, Hi, HiHi);
 - Alarmare de stare;
 - Alarmare de comunicație;
 - Alarmare pentru perioade de timp;
 - Alarme de diagnostic: software-ul va permite definirea de condiții complexe de alarmare pe care beneficiarul dorește să le implementeze pentru determinarea situațiilor anormale de funcționare.
- e. După ce cauza alarmei a dispărut, aceasta poate fi acceptată automat sau manual și va fi mutată în lista de alarme istorice pentru generarea rapoartelor;
- f. Contoarele cu alarme vor avea reprezentări codate prin culori (folosind culoarea fontului, culoarea bulinelor, simboluri speciale, etc). Culorile pentru codare vor trebui să poată fi definite de utilizator.

4. Managementul echipamentelor și securitatea sistemului

a. Pachetul software va avea un instrument pentru monitorizarea și raportarea stării echipamentelor și a securității fizice a instalațiilor.

5. Vizualizarea datelor

Pentru vizualizarea datelor acestea vor trebui organizate atât la nivel de imagine generală, cât și pe ecrane dedicate fluxurilor din producție.

Software-ul va permite definirea de NOI criterii de grupare/sortare pentru a permite organizarea afișării în concordanță cu dorințele concrete ale beneficiarului (de exemplu organizare după tipul de alarmă). Software-ul va permite căutări după criterii multiple (serie, tip contor, producător, etc).

Software-ul de management al producției/consumurilor va include cel puțin următoarele metode de vizualizare a datelor:

- a. Tabel - reprezentarea sub formă de tabel a datelor (indecși, energie, valori instantanee ale parametrilor) de la echipamentele selectate;
- b. Trasarea de diagrame de producție/consum pentru perioade și frecvențe selectate (de ex. producția/consumul orar dintr-o lună). Sistemul va include un mecanism de selectare a perioadei și frecvenței cu posibilitatea de navigare înainte-înapoi. Curbele vor fi trasate pentru un contor sau pentru un grup de contoare;
- c. Pentru un contor va fi posibilă vizualizarea istoricului suprapus peste cel curent, de exemplu suprapunerea consumului zilnic din luna curentă cu cel din luna similară a anului trecut;
- d. Vizualizare statistică pentru un contor sau un grup de contoare ce include producția/consumul mediu, valori minime și maxime, necomunicare, alarme, etc.
- e. Fișa contorului – pentru fiecare contor va putea fi generată o fișă ce conține diagrama de producție/consum, ultima citire și lista alarmelor curente.
- f. Scheme sinoptice.

Sistemul va permite afișarea de imagini grafice sub formă de scheme de flux, pe care vor fi vizualizate date de la contoare, precum și o imagine de montaj și instrucțiuni pentru locația de montaj.

Pe scheme vor fi afișate valorile pentru putere/energie și alarmele. Echipamentele vor fi afișate pe scheme conform codului de culori de alarmare ales de utilizator.

6. Analiza datelor

Pachetul cu software-ul de management al valorilor de putere/energie va dispune cel puțin de următoarele facilități de analiză:

- a. Comparația producției/consumurilor pe o perioadă de timp.
- b. Partiționarea producției/consumurilor pe timp (de exemplu extragerea din consumul de bază a consumului de noapte).
- c. Evoluția în timp (comparații pentru același parametru de la contor pe perioade de timp diferite).
- d. Performanța sistemului de citire – sistemul va genera rapoarte și diagrame pentru evidențierea performanței citirilor (rata citirilor).
- e. Contor virtual. Pachetul software va permite definirea unui contor pe baza datelor de la alte contoare și a unor formule matematice. Acest contor virtual se va comporta în cadrul aplicației ca un contor real. Contorul virtual se va folosi pentru analiza pierderilor.
- f. Balanța de energie – softul va genera automat balanțe de producție/consum, configurarea lor va fi posibilă de către utilizatorul final.

Obiectivele generale ale soluției de monitorizare sunt:

- Ø funcția de achiziție, prelucrare și prezentare în timp real a parametrilor de funcționare;
- Ø scheme sinoptice cu amplasamentul echipamentelor și a punctelor de măsură;
- Ø funcția de memorare și prezentare sub formă de trenduri a consumurilor;
- Ø funcția de tip history pentru parametrii monitorizați;
- Ø funcția de generare rapoarte în conformitate cu cerințele Beneficiarului;
- Ø funcția de alarmare pentru neîncadrarea producției/consumurilor în valorile setate;
- Ø funcția de securizare a accesului la resursele sistemului de monitorizare;
- Ø funcția de back-up;
- Ø funcția de export tag-uri, în timp real, către un alt sistem.

CARACTERUL INOVATIV AL SOLUȚIEI

- MAMC-PV - soluția inteligentă de monitorizare și control a centralei fotovoltaice se evidențiază prin posibilitatea de a obține o vedere de ansamblu asupra tuturor parametrilor care să permită o abordare sistemică și sistematică în ceea ce privește implementarea diferitelor Acțiuni de Îmbunătățire a Performanțelor Energetice (AIPE).
- Prin centralizarea datelor la nivelul server-ului și posibilitatea de urmărire în timp real a acestora, reprezentanții Beneficiarului vor putea identifica cu ușurință și precizie zonele deficitare și ineficiente din punct de vedere energetic și vor putea asigura o planificare optimă a investițiilor ulterioare în direcția eficienței energetice.
- Sistemul inteligent va permite de asemenea o foarte bună analiză a viabilității economico-financiare reale a AIPE, prin oferirea posibilității de a determina fluxul de numerar generat de energia economisită în orice moment de timp (zilnic, lunar, anual) cu o foarte mare precizie. Utilizarea soluției OCR va permite minimizarea investiției în sensul în care sistemele de contorizare existente ce nu sunt prevăzute cu porturi de comunicații sau nu permit accesul la aceste porturi, vor putea fi de asemenea integrate în sistemul de monitorizare.
- MAMC-PV - prin intermediul rapoartelor pe care le va genera, va ajuta la creșterea gradului de înțelegere și apreciere a importanței eficienței energetice în toate nivelurile ierarhice implicate și va permite o mai bună apreciere a impactului real generat de aceasta asupra indicatorilor financiari globali ai companiei.
- MAMC-PV - pentru optimizarea valorificării energiei produse de parcul fotovoltaic.
- Monitorizând permanent toți parametrii importanți ai centralei PV și parametrii de consum, MAMC-PV furnizează toate informațiile necesare pentru optimizarea valorificării centralei PV.
- În sistemul de monitorizare se introduc și parametrii financiari necesari analizelor, funcție de tipul centralei PV: producție, autoconsum, prosumer, etc.
- Parametrii financiari în raport cu prețul energiei, informații preț energie piața OPCOM, preț dezechilibru, permit Beneficiarului să dețină acces în timp real la performanța financiară a centralei PV și să ia deciziile pentru optimizarea veniturilor produse de parcul fotovoltaic.
- Aceste decizii/comenzi asupra centralei se pot introduce în sistemul MAMC-PV astfel încât tot timpul parcul fotovoltaic să funcționeze automat la performanța financiară maximă.
- În contextul schimbărilor ce au loc pe piața de energie și a prețurilor energiei care au ajuns la valori de neimaginat acum 5 ani, existența sistemului MAMC-PV este componentă de bază a parcului fotovoltaic.
- Sistemul MAMC-PV asigură de fapt realizarea de Centrala SMART PV, adaptată continuu la piața de energie pentru maximizarea veniturilor Beneficiarului, funcție de prețurile energiei și de parametrii de producție energie programați.



4. **Releul de protecție** –Releul de protecție este amplasat în tabloul electric de record TEG PV, și are un rol dublu: de a asigura protecția de antiinsularizare a CEF și de a deconecta CEF în cazul în care nu există comunicație cu managerul de date și control, fiind conectat pe o buclă separată de RS485 față de invertor.

Acesta va asigura toate funcțiile de protecție solicitate de către operatorul de distribuție.

5. **Structura suport**

Structura suport proiectată este alcătuită din profile ușoare tip U și tip C din oțel marca S235 și S355 zincate, fiind formată din stâlpi, grinzi, pane și contravântuiri verticale. Profilele sunt îmbinate cu șuruburi cu diverse diametre. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale, iar panele și contravântuirile verticale le solidarizează pe direcție longitudinală.



Detaliile de montaj se regăsesc mai jos, parte anexă a prezentei documentații, fișa tehnică a structurii (Anexa 14).

Calculul eforturilor se va efectua pe baza încărcărilor provenite din greutatea proprie, zăpadă, vânt și seism. Eforturile maxime și verificarea rezistențelor efective se vor obține pentru stările limită ultime.

Conform normativului GP 111-04, toate elementele metalice de legătură se vor proteja anticoroziv prin utilizarea „sistemului de acoperiri metalice și prin vopsire”, corespunzător clasei de corozivitate a mediului, durabilității sistemului, pentru structuri situate la interior și exterior.

Asamblarea elementelor (stâlpi și grinzi) se va realiza cu șuruburi grupa 8,8. Aceste îmbinări se vor executa de personal specializat strict în conformitate cu instrucțiunile tehnice C 133-2014.

Pasii de montare a suportilor respectiv a panourilor pe suportii, sunt următorii :



Montare piloni de susținere



Montare rame pe piloni



Fixare sine de sprijin pentru panouri



Fixare panou fotovoltaic pe sinele de susținere

Execuția și montajul structurii de susținere se realizează cu respectarea condițiilor de calitate și a toleranțelor precizate în normativele în vigoare.

Se vor respecta următoarele mențiuni:

- Execuția pieselor sudate în uzina se va realiza în funcție de tehnologia de sudare la dispoziția executantului, dar îndeplinind condiția de a asigura rezistența egală cu aceea a materialului de bază; executantul va lua măsurile de control necesare asigurării acestei condiții.
- Pentru eliminarea oricăror abateri se va executa premontajul uzinal.
- Asamblarea definitivă a structurii se face prin șuruburi M12, M14, M16 gr,8,8 și M22 gr,10,9, respectiv prin sudură de montaj clasa C1 și clasa C3 conform normativului C150/99.
- Îmbinările cu șuruburi de înaltă rezistență M22, grupa 10,9, prevăzute pentru îmbinarea grinzilor cu stâlpii se realizează cu pretensionarea șuruburilor la 50% din capacitatea lor (se menționează că îmbinările nu sunt pretensionate, dar se dorește o strângere controlată a acestora).
- Șuruburile prevăzute cu două piulițe se vor strânge doar până la apropierea pieselor metalice după care prima piuliță se va bloca cu cea de-a doua piuliță.
- Sudurile de șantier se vor executa conform normativ C150/99 numai cu sudori autorizați, cu scule, dispozitive și utilaje corespunzătoare, luându-se toate măsurile necesare pentru asigurarea calității îmbinărilor sudate.
- În zonele afectate de sudura de montaj se reface protecția anticorozivă.
- La montajul structurii metalice se vor respecta toate instrucțiunile de protecția muncii și PSI aflate în vigoare la data respectivă.
- La manipularea, transportul și depozitarea elementelor executate se vor lua toate măsurile pentru evitarea deformărilor locale sau de ansamblu ale acestora și pentru evitarea avarierii protecției lor anticorozive.
- Se vor respecta toate toleranțele dimensionale, de formă și poziție prevăzute pentru montaj în EN 1090.
- Livrarea materialelor în site se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat.
- Pentru circuitele de curent continuu se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflante și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.
- Pentru circuitele de curent alternativ se propun cabluri de cupru armate, care se vor poza în canale de cabluri.
- Pentru circuitele de comunicații se propun cabluri de tip ethernet, STP.
- Toate cablurile vor respecta cerințele normelor tehnice în vigoare.
- Instalația de împământare va respecta normativele și standardele în vigoare și va avea o valoare de maxim 4 Ω având în vedere că la această instalație nu se racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice. La instalația de împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1,RE-IP30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

6. Conexiunile electrice

Cabluri de curent continuu

Cablurile de curent continuu se compun din cablurile ce conectează panourile între ele alcătuind stringurile (seriile) de panouri, dar și cablurile ce conectează seriile de panouri la invertoare.

Cablurile ce conectează panourile între ele alcătuind o serie sunt furnizate de producătorul de panouri, fiind atașate două pe fiecare panou.

Nefiind necesară protejarea lor în tuburi de protecție întrucât acestea sunt rezistente UV, cablurile de curent continuu vor fi amplasate pe profilele structurii metalice, fixate cu coliere de plastic, protejate de acțiunea directă a condițiilor meteorologice.

Cablurile de conectare a șirurilor de panouri la invertoare vor fi confecționate la fața locului. Pentru a limita pierderile de putere, se vor folosi cabluri solare cu secțiune de 6 mm² rezistente UV. Acestea se vor poziționa pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, fixate cu coliere de plastic, protejate de acțiunea directă a condițiilor meteorologice, iar traseele subterane vor implica tuburi riflate speciale pentru protecția cablurilor electrice.

Cabluri de curent alternativ

Cablurile de curent alternativ se compun din: Cablurile de conectare a invertoarelor la posturi de transformare în anvelopa de beton (PTAB) + traseu de medie tensiune.

- ✓ Dimensionarea acestora va respecta recomandările producătorului de invertoare.
- ✓ Se vor folosi cabluri de cupru armate, care vor fi pozate direct sau în canale de cabluri în pământ.

Cabluri de comunicație

Transferul de date dintre dispozitivul de comandă și control, și aparatul de măsură-contor electronic de energie se va realiza prin intermediul unui cablu tip LI2YCYv (TP) 2x2x0.5mm² (cablu ecranat pentru transfer de date, izolație conductor PE, izolație exterioară întărită și perechi torsadate).

Instalația de legare la pământ

Pentru protecția personalului de exploatare și mentenanță împotriva atingerilor accidentale indirecte se va realiza o instalație de legare la pământ în conformitate cu normativele și standardele în vigoare. La realizarea acestei instalații de legare la pământ se va ține seama și de recomandările furnizorului de echipament în ceea ce privește modul de legare la centura de împământare.

La instalația de legare la pământ se racordează următoarele:

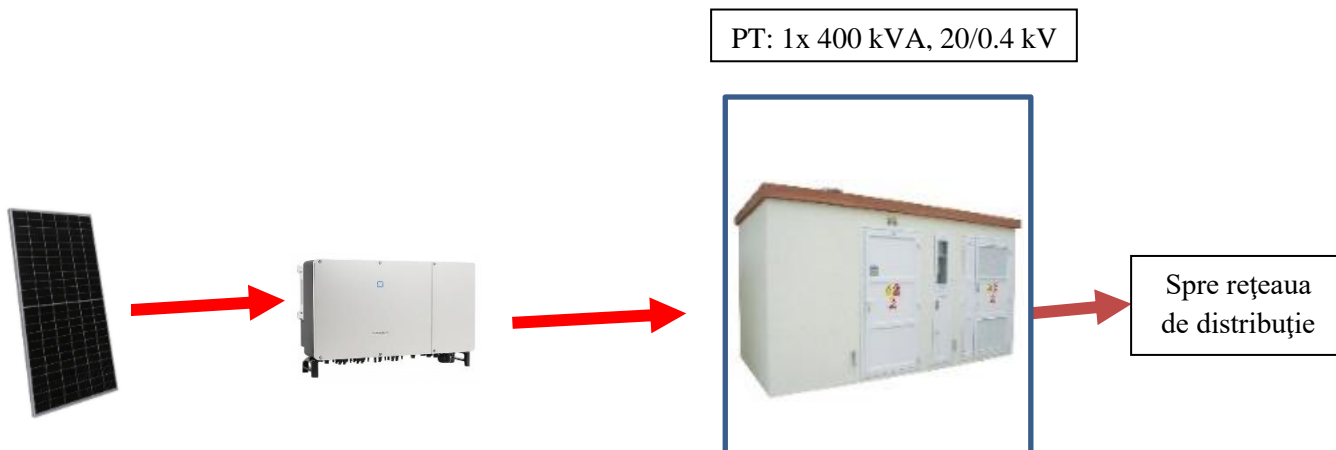
- ✓ structura de fixare a panourilor fotovoltaice
- ✓ invertoarele;
- ✓ tablourile;
- ✓ postul de transformare;
- ✓ toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

7. Postul de transformare

Panouri fotovoltaice

Invertoare

Postul de transformare



- ✓ Numarul total de posturi de transformare (PT) este de **1 bucată**, 400 kVA, 20/0.4 kV.

Se propune un post de transformare, de tip PTAB 400 kVA, 20/0.4 kV. Echipamentele postului vor fi amplasate într-o anvelopă prefabricată din beton montată în exterior, pe amplasamentul parcului fotovoltaic conform propunerii de așezare a echipamentelor.

Anvelopa de beton este alcătuită din câte două elemente prefabricate: soclu și cabina propriu-zisă. Cele două elemente sunt de tip monobloc. Constructiv, anvelopa este realizată pentru a răspunde caracteristicilor nominale și pentru a preveni orice fel de deformare la transport și exploatare.

- ✓ Soclul: este un element prefabricat monobloc, spațial alcătuit dintr-un radier și pereți armați cu oțel beton PC; interiorul soclului este compartimentat. Recuperarea uleiului se face astfel încât să nu se permită infiltrarea în sol. Întreaga cantitate de ulei aferentă transformatorului poate fi acumulată în soclu, într-un compartiment special.
- ✓ Cabina: este o structură spațială prefabricată integral. Pentru realizarea unei structuri rezistente și ușoare, a fost aleasă soluția de structură spațială compartimentată, cu pereți subțiri din beton armat cu oțel beton. Panta acoperișului este realizată din turnare astfel încât să permită scurgerea apei. Hidroizolația este executată din membrane termosudabile în două straturi, ultimul fiind prevăzut cu ardezie. Ușile sunt din aluminiu și sunt construite astfel încât să asigure robustețe și un grad de rezistență mare la coroziune.

În interiorul cabinei se va realiza o centură de egalizare potențial care va fi conectată la priza de pământ exterioară. La această centură interioară se leagă prin ramificații separate:

- ✓ carcasele echipamentelor inclusiv elementele de susținere ale acestora;
- ✓ elementele metalice ale construcției (grile, armături, etc.);
- ✓ armăturile, ecranele și învelișurile metalice ale tuturor cablurilor electrice cu excepția acelor la care din considerente de funcționare este interzisă o astfel de legare la pământ;

- ✓ alte elemente conductoare care nu fac parte din circuitele de lucru, dar care în mod accidental, ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric cum sunt (uși de acces, suporturi de fixare, grile de ventilație etc.).

Înainte de montarea anvelopei de beton se vor realiza o serie de lucrări pregătitoare de amenajare a platformei de montare. Astfel, anvelopa se va monta pe un strat de beton de egalizare, nisip sau balast, iar după montare se va reface cadrul natural din zonă prin acoperirea cu pământ a punctului de conexiune până la nivelul superior al cuvei. Pentru respectarea limitelor maxime admise de STAS 2612-87 cu privire la tensiunile de atingere și de pas se va realiza o priză de pământ artificială și o instalație de dirijare a potențialelor în exteriorul anvelopei punctului de conexiune.

Toată producția parcului fotovoltaic va fi centralizată în acest post de transformare și ulterior transmisă mai departe spre rețeaua existentă a Beneficiarului.

8. Racord + traseu medie tensiune

Instalația de producere a energiei electrice din surse regenerabile solare este amplasată în extravilanul **Comuna Mătășari**.

Racordul de medie tensiune (MT) nu este parte componentă a centralei electrofotovoltaice (CEF) și prin urmare, nu face parte din ofertă. Racordul între tabloul CEF și postul de transformare nou proiectat va fi subteran, racordul între postul de transformare și linia de medie tensiune va fi parțial subteran până la stâlpul de deviație nou proiectat, iar de la stâlpul de deviație până la linia de medie tensiune, racordul va fi aerian.

d) Probe tehnologice și teste

După instalarea centralei de producție energie electrică din surse regenerabile solare și înainte de punerea în funcțiune, se vor efectua măsurători, verificări și teste pentru ca toți parametrii să fie în valorile normale. Se verifică următoarele:

Câmpul de panouri fotovoltaice:

- măsurarea cuplului de strângere pentru șuruburile de prindere ale structurii și panourilor (prin sondaj).

- inspectarea stării generale a panourilor fotovoltaice
- poziția panourilor, umbrire, distanțe, azimut adecvat și înclinație;
- structura metalică de susținere a panourilor, integritatea și fixarea acestora;
- inspecția termografică.

Cablurile de curent continuu + curent alternativ:

- verificarea continuității cablurilor;
- măsurarea tensiunilor de string curent continuu;
- măsurarea rezistenței de izolație a cablurilor de curent continuu și a instalațiilor specifice;
- măsurarea tensiunilor în curent alternativ;

- măsurarea rezistenței de izolație a cablurilor de curent alternativ și a instalațiilor specifice;
- verificarea succesiunii fazelor;
- inspecție vizuală;
- inspecția termografică;
- prinderea corectă a jgheburilor de pozare a cablurilor și poziționarea corectă a capacelor.

Echipele electrice - Invertoare tablouri electrice:

- verificarea legării la pământ a tuturor părților metalice noi montate;
- se verifică legarea la pământ a tablourilor electrice și a echipamentelor noi montate;
- se verifică prin măsurarea rezistenței de dispersie a prizei de pământ;
- se verifică reglajele și setările sistemelor de protecție;
- setarea invertoarelor;
- setarea sistemului de monitorizare și control;
- inspecția vizuală;
- inspecția termografică;
- starea generală a echipamentelor electrice, cabluri de legătura, cutii de joncțiune, invertoare.

Postul trafo

- teste pentru ansamblul PTAB conform SR EN 62271-202;
- teste pentru celule conform ST 298 (sau ST 297 funcție de modul de izolare);
- teste pentru trafo de distribuție conform ST 016 (sau ST 061 funcție de tipul înfășurărilor);
- teste pentru Transformatorul de distribuție – joasă tensiune conform ST 006;
- teste pentru Transformatoare de Curent pentru medie tensiune conform ST 135;
- teste pentru Transformator Tensiune Servicii Interne 20 (6)/0.23 kV conform ST 033;
- teste pentru Transformator de Tensiune medie tensiune conform ST 141.

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții

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

Scenariul 1

Indicatori economici	Valoare lei, fără TVA	Valoarea lei, inclusiv TVA
Valoarea totală a investiției	1.312.966,20	1.561.334,20
Din care Construcții+Montaj	524.200,00	623.798,00

Scenariul 2

Indicatori economici	Valoare lei, fără TVA	Valoarea lei, inclusiv TVA
Valoarea totală a investiției	1.505.798,40	1.790.603,46
Din care Construcții+Montaj	620.400	738.276

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

- prezentat ca anexă la prezenta documentație - Anexa 5

c) Indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții

- A se vedea în analiza ACB, capitolul 4.7.

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

Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții este de 12 luni de la data emiterii ordinului de începere a lucrărilor de execuție și comunicată executantului și data încheierii procesului-verbal privind admiterea recepției la terminarea lucrărilor.

Grafic de activități														
„Construirea parc fotovoltaic, comunei Mătășari, județul Gorj”, amplasată pe SOL														
DENUMIRE ACTIVITATI	INCEPUTUL ACTIVITATII	DURATA ACTIVITATII	LUNA											
	luna	Luni	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
„Construirea unei centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) la nivelul Comunei Mătășari, Județul Gorj”, amplasată pe SOL	1	12												
Activitati generale	1	1												
1.Documentatii-Suport -Expertize	1	3												
2.Proiectare	1	6												
3.Asistenta tehnica	2	10												
4.Organizare de santier	6	6												
5.Constructii si Instalatii	6	5												
6.Probe Tehnologice si Teste	12	1												

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

Cerințele fundamentale aplicate pentru obținerea unei construcții de calitate, realizate și menținute pe toată durata de existență a construcției sunt în conformitate cu cerințele prevăzute de legea nr. 177 din 30.06.2015 pentru modificarea și completarea legii nr. 10/1995 privind calitatea în construcții.

Calitatea construcției este rezultatul totalității performanțelor de comportare a acestora în exploatare, în scopul satisfacerii, pe întreaga durată de existență, a exigențelor utilizatorilor și colectivităților.

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

- Rezistența mecanică și stabilitate:
 - instalațiile electrice proiectate vor asigura încadrarea adecvată a acestora în categoriile de mediu și de influențe externe în care vor fi utilizate;
 - traseele circuitelor nu vor afecta structura metalică pe care sunt montate panourile fotovoltaice;
 - structurile metalice pe care sunt amplasate panourile fotovoltaice vor fi montate conform instrucțiunilor furnizorului, în funcție de numărul de panouri, pentru a rezista la greutatea panourilor și la acțiunea factorilor externi;
 - panourile fotovoltaice vor fi fixate ferm pe structura metalică, pentru a rezista la factorii externi, vânt sau căderi masive de zăpadă.

- Securitate la incendiu:
 - materialele și echipamentele electrice vor fi alese ținându-se seama de regimul de lucru, amplasarea lor și de indicațiile producătorilor;
 - conductoarele electrice, tuburile de protecție, vor fi amplasate față de elementele de construcție respectându-se distanțele minime de siguranță specificate în tabelul 3.1. din Normativul I7/2011;
 - la alegerea cablurilor electrice de conectare a elementelor din câmp se vor respecta condițiile referitoare la tipurile de echipamente utilizate, mediul de lucru sau durata de funcționare, în conformitate cu cerințele normativului I7/2011, astfel încât acestea să nu fie scoase din funcțiune în caz de incendiu, să nu genereze incendii sau să fie o cale de propagare cu ușurință a acestora.

- Igienă, sănătate și mediu înconjurător
 - prin activitatea sa obiectivul propus nu elimină noxe și substanțe nocive în atmosferă sau în sol și nu constituie, prin funcționalitatea sa, riscuri pentru sănătatea populației și nu creează disconfort. Nocivitățile fizice (radiații ionizante și neionizante) nu depășesc limitele maxime admisibile din standardele de stat în vigoare. La proiectare și în exploatare se vor respecta prevederile de protecție a mediului prevăzute de legislația în vigoare pentru evitarea poluării mediului prin degajări de substanțe nocive în aer, apă și sol;

- igiena evacuării gunoaielor implică soluționarea optimă a colectării și depozitării deșeurilor menajere, astfel încât să nu fie periclitată sănătatea oamenilor.

- Siguranța și accesibilitatea în exploatare

Asigurarea acestei cerințe, corespunzătoare categoriei de importanță a proiectului, în conformitate cu reglementările tehnice, se va realiza prin adoptarea următoarelor soluții:

- aparatajul de conectare, firidele electrice, conductoarele și cablurile vor avea un grad de protecție corespunzător mediului și locului de montaj, în vederea asigurării protecției utilizatorului împotriva șocurilor electrice prin atingere directă (verificarea integrității aparatajului înaintea montajului, verificarea corectitudinii montajului înaintea punerii sub tensiune sau verificarea prizelor de pământ);

- protecția utilizatorului împotriva șocurilor electrice prin atingere indirectă ce pot să apară în urma contactului cu mase puse accidental sub tensiune ca urmare a defectului de izolație;

- securitatea instalației la funcționarea în regim anormal: protecția la suprasarcină și la scurtcircuit.

- Protecția împotriva zgomotului

Se preconizează că doar în faza de execuție pe amplasament se vor produce zgomote și vibrații datorită activităților de amenajare a centralei fotovoltaice. Odată cu finalizarea lucrărilor de construcție, în cadrul centralei fotovoltaice nu se vor mai produce zgomote și vibrații.

- Utilizarea sustenabilă a resurselor naturale

Această cerință este de fapt obiectul prezentei documentații, respectiv se propune un sistem de producere a energiei electrice prin utilizarea panourilor fotovoltaice.

O utilizare sustenabilă, durabilă a resurselor naturale înseamnă utilizarea acestora într-un ritm care să permită regenerarea resurselor și folosirea tehnologiilor de creștere a eficienței energetice.

Nominalizarea pentru sursele de finanțare a investițiilor pentru parcul fotovoltaic are în vedere valorificarea sprijinului financiar disponibil din partea Uniunii Europene. Ne angajăm să accesăm orice fonduri alocate de UE pentru proiecte de energie regenerabilă, profitând de granturi, subvenții și stimulente care vizează promovarea inițiativelor durabile. În plus, explorăm oportunități de a accesa fonduri publice acolo unde este posibil, aliniindu-ne la prioritățile guvernamentale și inițiativele care promovează extinderea infrastructurii de energie curată. Această abordare a finanțării asigură o bază solidă pentru parcul fotovoltaic, demonstrând dorința pentru maximizarea resurselor disponibile și contribuind semnificativ la peisajul energiei regenerabile din România.

6. Implementarea investiției

6.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

- Unitatea administrativ-teritorială: **Comuna Mătășari**
- Adresa: **Comuna Mătășari, Sat. Mătășari Str. Principală, Nr. 235 A, Jud. Gorj, România**

- Telefon/fax: +40 253-376551; website: [http:// www.primariamatasari.ro](http://www.primariamatasari.ro) /; e-mail: matasariprimaria@yahoo.com
- Cod CAEN: **8411 - Servicii de administrație publică generală**

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

Investiția se va realiza în 12 luni de la data stabilită de investitor pentru începerea lucrărilor de execuție și comunicată executantului și data încheierii procesului-verbal privind admiterea recepției la terminarea lucrărilor.

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

Întreținerea centralelor fotovoltaice

După finalizarea lucrărilor și predarea acestora Beneficiarului, noua instalație de producere a energiei electrice regenerabilă din surse solare va fi operată de personalul propriu al **Comunei Mătășari**. Acesta va putea fi selectat din cadrul personalului care se ocupă în prezent cu operarea compartimentului electric și va fi pregătit/specializat pentru operarea centralei fotovoltaice.

Lucrările de mentenanță se vor executa cu firme specializate. Cheltuielile anuale aproximative pentru parcul fotovoltaic sunt de aproximativ 6100 RON.

Panourile fotovoltaice nu necesită o mentenanță exagerată, însă este nevoie de verificări permanente efectuate de către specialiști în domeniu. Orice sistem de panouri fotovoltaice necesită o inspecție periodică realizată anual de un specialist sau de o echipă de specialiști. Aceste inspecții sunt necesare pentru a verifica dacă există deteriorări sau defecțiuni. În funcție de dimensiunea instalației, condițiile de mediu și tipul sistemului, frecvența inspecției este stabilită în contractul de mentenanță.

Una din cele mai comune sarcini de întreținere a sistemelor fotovoltaice efectuată de către beneficiar este curățarea sticlei de praf. Această întreținere se aplică și în cazul panourilor montate pe pământ. Dacă nu este realizată curățarea periodică, praful poate să scadă randamentul sistemului fotovoltaic cu până la 20%.

Scopul serviciilor de întreținere a parcurilor fotovoltaice este menținerea performanței optime pentru asigurarea maximului de productivitate al centralelor fotovoltaice, astfel încât clientul să obțină un profit substanțial. Întreținerea constantă a instalației de producere energie electrică din surse regenerabile garantează funcționarea eficientă și previne eventualele probleme de ordin tehnic. Pentru a asigura eficiența promisă, întreținerea instalației este realizată în concordanță cu serviciile de execuție prestabilite, pentru a urmări, a măsura și a evalua fiecare etapă, în conformitate cu proiectul sistemului.

Întreținerea de rutină se efectuează pe toate ramurile majore ale sistemului desfășurându-se pe baza componentelor instalate și a parametrilor tehnici.

Operațiunile descrise mai jos sunt necesare pentru mentenanța echipamentelor livrate. În cazul în care sunt necesare alte lucrări față de cele indicate, se vor executa toate lucrările în conformitate cu cerințele producătorilor și cele legale aplicabile.

	<i>Activitate</i>	<i>Frecvență</i>	<i>Tip mentenanță</i>
1	<i>Panouri fotovoltaice și structură</i>		
1.1	Inspectarea vizuală a panourilor cu privire la deteriorări	Anual	Întreținere mecanică - planificată
1.2	Verificarea stării de fixare a panourilor PV și a sistemului de prindere (cleme, șuruburi, suport)	Anual	
1.3	Verificarea vizuală a conectorilor panourilor	Anual	
1.4	Inspectarea vizuală a sistemului de împământare	Anual	
1.5	Inspectarea vizuală a structurii privind stabilitatea și coroziunea	Anual	
1.6	Inspectarea și strângerea șuruburilor modulelor și a structurii cu un cuplu adecvat	Anual	
1.7	Măsurarea curbei I-V a string-urilor cu valori în afara parametrilor de funcționare normală	O data la doi ani	
2	<i>Invertoare și tablouri electrice de conexiune</i>		
2.1	Inspectarea vizuală cu privire la deteriorări și depuneri de praf	Anual	Întreținere electrică - planificată
2.2	Termografierea invertoarelor și a tablourilor electrice de conexiune	Anual	
2.3	Verificarea funcțională a întreruptoarelor de curent alternativ	Anual	
2.4	Verificarea instalației de împământare și măsurarea rezistenței de dispersie a prizei de pământ	Anual	
2.5	Verificare sisteme de automatizare limitare injecție în rețea (în special comandă și bobine cu acționare, întreruptoare JT, invertoare)	Anual	
2.5	Verificarea vizuală a semnelor de arc electric pe componentele de conectare electrică	Anual	
3	<i>Monitorizare și senzori</i>		
3.1	Testarea funcțiilor de monitorizare la distanță prin generarea de alarme aleatoare	Anual	Rețeaua de monitorizare internă
3.2	Verificarea parametrilor de funcționare ai invertoarelor	Anual	
3.3	Testarea stației meteo	Anual	
3.4	Curățarea și calibrarea stației meteo și a piranometrului	Anual	

Listă activități suplimentare ce se recomandă:

	<i>Activitate</i>	<i>Frecvență</i>	<i>Tip mentenanță</i>
1	<i>Diverse</i>		
1.1	Spălare panouri conform specificațiilor producătorului	La cerere	Întreținerea sistemului fotovoltaic
1.2	Termografiere conform contract		
1.3	Deszăpezire		
1.4	Măsurarea curbei caracteristice pentru determinarea puterii produse		

De două ori pe an, spălarea panourilor trebuie efectuată cu aparate special concepute pentru curățarea suprafeței panourilor. Rotorul alcătuit din perie cu păr filiform, asigură eliminarea murdăriei fără deteriorarea panoului. Utilizând apa osmotică, se elimină detergenții, evitându-se apariția petelor și a calcarului.

Din pricina schimbărilor climatice, panourile electrice sunt supuse unor schimbări termice care, pot afecta funcționarea acestora. Analiza termografică are rolul de a detecta aceste situații, pentru a preveni din timp deteriorarea panoului. Camera termografică funcționează în felul următor: detectează situația problematică și indică spre modulul afectat. Această tehnologie are rolul de a monitoriza panourile și de a evita compromiterea sistemului.

Monitorizarea va identifica blocarea întregii producții, dar și „degradarea” sistemului ce afectează negativ producția totală. Monitorizarea centralizată se caracterizează prin: comparația constantă între producția estimată inițial, producția reală și producția estimată cu o iradiere actuală.

Toate activitățile, de la detectare până la rezolvarea erorilor prin intervenție sunt codificate, urmărite și măsurate. În prezența nefuncționalităților, personalul calificat intervine conform termenelor contractului. Organizarea și disponibilitatea stocurilor de materiale asigură restabilirea condițiilor de funcționare.

Toate acestea, precum și alte informații, se includ în rapoartele lunare. Acestea vor fi utile la ținerea evidenței privind costurile și producția. Totodată, aceste rapoarte și servicii de mentenanță îți vor dovedi și faptul că alegerea de a investi într-un parc fotovoltaic este una benefică **Comunei Mătășari**.

Reciclarea panourilor după finalizarea termenului de funcționare a centralei

Reciclarea se realizează conform ordinului Nr. 417/2021 din 10 martie 2021 pentru aprobarea listei cuprinzând standardele române care adoptă standardele europene din domeniul tratării, inclusiv valorificării, reciclării și pregătirii pentru reutilizare a deșeurilor de echipamente electrice și electronice.

În cazul panourilor fotovoltaice se aplică stantardele:

- **SR CLC/TS 50625-3-5:2019** - Cerințe pentru colectarea, logistica și tratarea deșeurilor de echipamente electrice și electronice (DEEE): Partea 3-5: Specificație tehnică pentru depoluare, Panouri fotovoltaice.
- **SR EN 50625-2-4:2018** - Cerințele pentru colectarea, logistica și tratarea pentru deșeuri de echipamente electrice sau electronice (DEEE): Partea 2-4: Cerințe specifice pentru tratarea panourilor fotovoltaice.

Directiva 2012/19/UE stabilește măsuri vizând protejarea mediului și a sănătății umane prin prevenirea sau reducerea efectelor negative ale generării și gestionării deșeurilor de echipamente electrice și electronice (DEEE), precum și prin reducerea efectelor globale ale utilizării resurselor și îmbunătățirea eficienței utilizării acestora. În această directivă sunt incluse liste de echipamente inclusiv panourilor fotovoltaice.

Readucerea amplasamentului la nivelul inițial al implementării proiectului se va realiza facil, prin îndepărtarea panourilor și structurii metalice aferente cu intervenție și costuri minime.

Se vor demonta prin deșurubare panourile fotovoltaice prinse pe grinzile metalice. Grinzile vor fi înlăturate prin desprinderea clemelor de fixare, iar stâlpii vor fi scoși din pământ.

Moduri de reciclare a panourilor:

1. *Prin reutilizare:* Recondiționarea panourilor solare sau reutilizarea lor presupune o metodă de reciclare preferată pentru panourile solare. Acest proces necesită puține procedee de prelucrare. Reutilizarea panourilor are sens pentru aplicațiile mici, în afara rețelei. Este aplicabilă în special în cazul micro-sistemelor solare specifice, cum ar fi menținerea în funcțiune a indicatoarelor electronice pe o autostradă sau încărcarea unei stații de biciclete electrice.

2. *Reciclarea mecanică* implică descompunerea fizică a panourilor solare pe componente. Este nevoie de mai mult timp și de precizie. Pot fi folosite mașini pentru a separa fizic părțile mai mici ale panourilor solare, cum ar fi cablajul intra-celulă și siliciul în sine.
3. *Reciclarea chimică/termică*: În timp ce reciclarea mecanică este limitată și greoaie, reciclarea chimică utilizează reacții la nivel molecular pentru a separa componentele unui panou solar.

Panourile fotovoltaice sunt compuse din mai multe materiale reciclabile. În procesul de reciclare, toate materialele reutilizabile sunt procesate separat. Pentru a face acest lucru, panourile solare sunt dezamblate și trecute prin mai multe etape de prelucrare. Reciclarea panourilor solare implică o serie de pași:

- Panourile solare sunt separate de cadrele și de componentele lor metalice. Acest metal este 100% reciclabil.
- Sticla este separată de panourile solare. Sticla este 95% reciclabilă.
- Materialul rămas din panoul solar este încălzit la peste 480°C. Acest proces vaporizează materialul plastic, care poate fi folosit drept sursă de încălzire pentru o prelucrare ulterioară.
- Componentele de siliciu sunt izolate chimic, 85% din siliciul conținut de panourile solare poate fi reciclat.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Executantul răspunde, potrivit obligațiilor care îi revin, de calitatea execuției lucrărilor, cu respectarea în totalitate a solicitărilor Beneficiarului ce vor fi cuprinse în prezenta documentație, și a standardelor și reglementărilor în vigoare cu referire la asigurarea calității. În conformitate cu Ordinul MIC nr. 293/8.11.1999, lucrările de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice vor face obiectul unui sistem de verificare a calității.

Lista reglementărilor aplicabile este următoarea:

- ✓ Legea Nr. 608/2001, republicată în 2005 privind evaluarea conformității produselor.
- ✓ Legea 440 din 27 iunie 2002 pentru aprobarea OG nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale.
- ✓ Legea 10/1995 privind calitatea construcțiilor, actualizată la zi.

Personalul responsabil al noii instalații de producere energie electrică regenerabilă din surse solare va fi coordonat de către un manager/șef care face parte din compartimentul de întreținere electrică, cu pregătirea necesară teoretică și practică.

În perioada de operare, se vor respecta:

- manualele de operare furnizate de producătorii echipamentelor;
- legislația primară (HG nr. 443/2003) și instituțională cu privire la energia electrică din surse regenerabile solare;
- reglementările legale privind aparatura de măsură a consumurilor de energie electrică;
- legislația primară (OG nr. 22/2008) și instituțională în domeniul eficienței energetice;
- prescripții tehnice ale operatorilor de energie electrică.

Obligațiile executantului:

- ✓ să verifice documentațiile primite și să înștiințeze imediat Beneficiarul cu privire la erorile și inexactitățile constatate sau presupuse;
- ✓ să utilizeze numai materiale de calitate, cu respectarea prevederilor din prezenta documentație documentațiile de execuție, cărțile tehnice;
- ✓ să asigure transportul, manipularea, stocarea de materiale, scule și utilaje în cele mai bune condiții;
- ✓ să evite avarierea echipamentelor existente cu utilajele utilizate;
- ✓ să verifice vizual întregul echipament;
- ✓ să întocmească planul calității pentru lucrările executate conform SR - ISO 10005/99, care va fi aprobat de Beneficiar înainte de începerea lucrărilor. Planul calității și urmărirea calității lucrărilor se va asigura prin efectuarea verificărilor și recepției lucrărilor conform programului pentru controlul calității pe faze determinante, ce va fi realizat la următoarele faze de proiectare,
- ✓ Să întocmească planul propriu de securitate și sănătate în muncă.

Planul de management al calității

Executantul va detalia procedurile de asigurare a calității pentru toate componentele instalației, incluzând echipamentele și serviciile asociate acestora. De asemenea, Executantul va detalia modul de tratare a neconformităților sub aspect documentar, procedural și funcțional.

Executantul și/sau subcontractanții acestuia vor face dovada că își desfășoară activitatea de proiectare, fabricație, execuție, service, testare și verificare finală, având ca suport un sistem de Asigurare a Calității bazat pe standardele de calitate ISO 9001.

Planul de management al calității trebuie să conțină Descrierea modului de organizare a Executantului pentru realizarea contractului:

- ✓ echipa de proiect și fluxul relațional în cadrul echipei de proiect;
- ✓ responsabilitățile membrilor echipei de proiect;
- ✓ persoanele de contact pe diferite etape de execuție a contractului;
- ✓ resursele umane, responsabilitățile și resursele materiale necesare realizării fiecărui proces/activitate;
- ✓ modul de derulare a verificărilor pe flux realizat de Executant înregistrările emise și modul de informare a Beneficiarului;
- ✓ circulația documentelor în cadrul entității Executantului și la interfața cu Beneficiarul;
- ✓ înregistrarea și tratarea observațiilor Beneficiarului pe parcursul execuției lucrărilor sau la documentele transmise de Executant;
- ✓ modul de identificare, înregistrare a neconformităților, corectarea acestora, acțiunile corective implementate și transmiterea respectivelor informații Beneficiarului;
- ✓ interfața cu Beneficiarul pentru produsele ce urmează a fi înglobate în lucrare;
- ✓ înregistrările aferente inspecțiilor pe flux și finale și predarea acestora Beneficiarului.

7. Concluzii și recomandări

Din analiza scenariilor prezentate, se poate concluziona că implementarea proiectului poate aduce beneficii reale, cum ar fi reducerea consumului de energie electrică din surse convenționale, reducerea pierderilor de transport precum și scăderea cheltuielilor de operare prin scăderea costurilor cu energia electrică.

Obiectivele specifice propuse ale proiectului și rezultatele așteptate prin implementarea acestuia sunt:

- ✓ Capacitatea suplimentară de producere a energiei din surse regenerabile va fi de 0,16029 MWp putere instalată în curent continuu, cu o producție de minim 165.92 MWh/an;
- ✓ Reducerea gazelor cu efect de seră: 101,53 tone echivalent CO₂/an.

Prin dezvoltarea unui parc fotovoltaic, contribuim la îndeplinirea Țintelor angajate de România în perspectiva anului 2030, dar și de a reduce amprenta de carbon a sectorului energetic. Ținând cont de ultimele inovații tehnologice și gradul ridicat de competitivitate din domeniul echipamentelor aferente parcurilor fotovoltaice, costurile de investiție sunt mai scăzute comparativ cu investiția în alte instalații de producere de energie din surse regenerabile precum parcurile eoliene.

De asemenea, o instalație fotovoltaică prezintă costuri reduse cu întreținerea pe perioada de operare și de asemenea costuri reduse pentru scoatere din funcțiune (echipamentele sunt reciclabile integral).

Luând în considerare potențialul solar ridicat al României (aproximativ 210 de zile însorite pe an) și avantajele energiei solare, impactul pozitiv al acestor instalații asupra comunității, dar și contextul energetic actual, o astfel de investiție este extrem de oportună din punct de vedere tehnico-economic.

B. PIESE DESENATE

- Plan de situație
- Plan de amplasament

PL-10
PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ
CONSILIER
STĂNICOIU CONSTANTIN



CONTRASEMNENTĂ,
SECRETAR GENERAL
MOREGA DRAGOS-GHEORGHE